НЕФТИ СССР

ТОМ III

НЕФТИ КАВКАЗА И ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ХИМИЯ»

МОСКВА 1972

УДК 553.982/(470.20)+(474.5)+(476)+(477.8)+(478.9)+(474)
Н 58

Нефти СССР (справочник), т. III, Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР.

В справочнике обобщены данные о наиболее перспективных и наиболее интересных нефтях СССР. Он состоит из четырех томов, составленных различными научно-исследовательскими организациями. Большинство нефтей исследованы по единой унифицированной методике, что дало возможность сравнить их.

В справочнике представлены физико-химические характеристики нефтей, их элементарный состав, углеводородный состав газов, растворенных в нефтях, данные о потенциальном содержании фракций н.к. — 450—500 °С, качестве товарных нефтепродуктов или их компонентов, приведены характеристики дистиллятов, которые могут служить сырьем для каталитического риформинга и каталитического крекинга, и остатков — сырья для деструктивных процессов. В книге содержатся также данные о групповом углеводородном составе фракций н.к. — 450—500 °С и индивидуальном составе бензиновых фракций.

Приведенные материалы могут быть использованы работниками планирующих, проектирующих, геологоразведочных, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических организаций, научно-исследовательских институтов, а также преподавателями и студентами нефтяных и химических вузов.

616 стр., 10 рис. и 493 табл.

3-14-7
Б3-80-71-7

В составлении третьего тома принимали участие:

Г. Г. Ашумов, Е. С. Левченко, А. С. Журба, З. В. Дриацкая, М. А. Мхчиян, Н. М. Жмыхова, С. Н. Павлова, С. В. Завершинская, З. Н. Баранова, С. А. Эйвазова, С. И. Черфас, Е. А. Пономарева, Р. П. Александрова, В. Т. Скляр, Л. Г. Усупова, Э. К. Брянская.

СОДЕРЖАНИЕ

I. НЕФТИ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР 21

1. Физико-химическая характеристика нефтей Апшеронской области 25
2. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 28
3. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 28
4. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 29
5. Элементарный состав нефтей 29
6. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 30
7. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С 31
8. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 35
9. Характеристика бензиновых дистиллятов 37
10. Характеристика автобензиновых дистиллятов 38
11. Характеристика лигроиновых дистиллятов 39
12. Характеристика керосиновых дистиллятов 40
13. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 41
14. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов 42
15. Характеристика сырья для каталитического крекинга 43
16. Характеристика остатков 44
17. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов 46
18. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел и их компонентов 56
19. Характеристика нефтей, применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 58
20. Разгонка (ИТК) сураханской отборной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 59
21. Разгонка (ИТК) сураханской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 60
22. Разгонка (ИТК) калинской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 61
23. Разгонка (ИТК) калинской нефти нижнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 62
24. Разгонка (ИТК) кара-чухурской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 63
25. Разгонка (ИТК) кара-чухурской нефти нижнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 64
26. Разгонка (ИТК) балаханской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 65

27. Разгонка (ИТК) балаханской тяжелой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 66
28. Разгонка (ИТК) бузовнинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 67
29. Разгонка (ИТК) зыринской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 68
30. Разгонка (ИТК) гоусанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 69
31. Разгонка (ИТК) биби-эйбатской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 70
32. Разгонка (ИТК) биби-эйбатской парафинистой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 71
33. Разгонка (ИТК) карадагской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 72
34. Разгонка (ИТК) карадагской парафинистой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 73
35. Разгонка (ИТК) бинагадинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 74
36. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти 76
37. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти 79
38. Характеристика остатков разной глубины отбора сураханской отборной нефти 82
39. Характеристика остатков разной глубины отбора калинской нефти верхнего отдела 82
40. Характеристика остатков разной глубины отбора калинской нефти нижнего отдела 83
41. Характеристика остатков разной глубины отбора кара-чухурской нефти верхнего отдела 84
42. Характеристика остатков разной глубины отбора кара-чухурской нефти нижнего отдела 84
43. Характеристика остатков разной глубины отбора балаханской масляной нефти 85
44. Характеристика остатков разной глубины отбора балаханской тяжелой нефти 85
45. Характеристика остатков разной глубины отбора зыринской нефти 86
46. Характеристика остатков разной глубины отбора гоусанской нефти 87
47. Характеристика остатков разной глубины отбора биби-эйбатской нефти верхнего отдела 87
48. Характеристика остатков разной глубины отбора биби-эйбатской парафинистой нефти 88
49. Характеристика остатков разной глубины отбора карадагской масляной нефти 89
50. Характеристика остатков разной глубины отбора карадагской парафинистой нефти 89
51. Характеристика остатков разной глубины отбора бинагадинской нефти 90
52. Физико-химическая характеристика нефтей морских месторождений Апшеронской области и Бакинского архипелага 91
53. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 93
54. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 93
55. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 93
56. Элементарный состав нефтей 94
57. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях . . . 94
58. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С 95

59. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 98
60. Характеристика бензиновых дистиллятов 99
61. Характеристика автобензиновых дистиллятов 100
62. Характеристика лигроиновых дистиллятов 101
63. Характеристика керосиновых дистиллятов 102
64. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 103
65. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов 104
66. Характеристика сырья для каталитического крекинга 105
67. Характеристика остатков 106
68. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов 107
69. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 112
70. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 113
71. Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел и их компонентов 115
72. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов нефти месторождения Дуванный-море 117
73. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов нефти месторождения Дуванный-море 117
74. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 118
75. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 118
76. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 119
77. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 120
78. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 121
79. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 121
80. Разгонка (ИТК) артемовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 122
81. Разгонка (ИТК) гюргянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 123
82. Разгонка (ИТК) нефти месторождения о. Песчаный (верхний отдел) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 123
83. Разгонка (ИТК) нефти месторождения о. Песчаный (нижний отдел) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 124
84. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Сангачалы-море в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 125
85. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Дуванный-море в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 126
86. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти 127
87. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти 128
88. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни 129
89. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло) 129

90. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло) 130
91. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло) 131
92. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло) 131
93. Характеристика остатков разной глубины отбора артемовской нефти 132
94. Характеристика остатков разной глубины отбора гюргянской нефти 133
95. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения о. Песчаный (верхний отдел) 133
96. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения о. Песчаный (нижний отдел) 134
97. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Сангачалы-море 135
98. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Дуванный-море 136
99. Физико-химическая характеристика нефтей Прикуринской, Кубино-Прикаспийской, Шемахино-Кобыстанской и Кировабадской областей 137
100. Изменение вязкости и плотности нефтей в зависимости от температуры 139
101. Элементарный состав нефтей 139
102. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 139
103. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С 140
104. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 143
105. Характеристика бензиновых дистиллятов 144
106. Характеристика автобензиновых дистиллятов 144
107. Характеристика лигроиновых дистиллятов 145
108. Характеристика керосиновых дистиллятов 145
109. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 146
110. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов 146
111. Характеристика сырья для каталитического крекинга 147
112. Характеристика остатков 147
113. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов 149
114. Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел и их компонентов 151
115. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 152
116. Разгонка (ИТК) кюровдагской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 152
117. Разгонка (ИТК) мишовдагской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 153
118. Разгонка (ИТК) карабаглинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 153
119. Разгонка (ИТК) кюрсангинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 154
120. Разгонка (ИТК) нефтечалинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 155
121. Разгонка (ИТК) сиазанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 155
122. Разгонка (ИТК) умбакинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 156
123. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти 157
124. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти 158

125. Характеристика остатков разной глубины отбора кюравдагской нефти 159
126. Характеристика остатков разной глубины отбора мишовдагской нефти 159
127. Характеристика остатков разной глубины отбора карабаглинской нефти 160
128. Характеристика остатков разной глубины отбора кюрсангинской нефти 160
129. Характеристика остатков разной глубины отбора нефтечалинской нефти 161
130. Характеристика остатков разной глубины отбора сиазанской нефти 161
131. Характеристика остатков разной глубины отбора умбакинской нефти 162

II. НЕФТИ ДАГЕСТАНСКОЙ АССР 163

132. Физико-химическая характеристика нефтей 166
133. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 167
134. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 167
135. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 167
136. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 168
137. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 169
138. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 171
139. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 85 °С, нефти месторождения Русский Хутор 172
140. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 60 °С, южносухокумской нефти 172
141. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—150 °С 172
142. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 173
143. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 174
144. Характеристика керосиновых дистиллятов 175
145. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 175
146. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 176
147. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 177
148. Характеристика сырья для каталитического крекинга 177
149. Характеристика мазутов и остатков 178
150. Характеристика сырья для деструктивных процессов 179
151. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 179
152. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях . . . 181
153. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 181
154. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 182
155. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 183
156. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 185
157. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов (I, II и III групп), выделенных из деасфальтенированных остатков 186
158. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 186
159. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 186

160. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 187
161. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 187
162. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Русский Хутор в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 187
163. Разгонка (ИТК) южносухокумской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 188

III. НЕФТИ ЧЕЧЕНО-ИНГУШСКОЙ АССР 189

164. Физико-химическая характеристика нефтей 192
165. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 194
166. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 195
167. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 195
168. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 196
169. Состав золы нефтей (вес. %, считая на нефть) 196
170. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 197
171. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 198
172. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 201
173. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 207
174. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 60 °С 210
175. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С 211
176. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С 211
177. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракциях 120—145 и 120—150 °С 214
178. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 215
179. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 217
180. Характеристика керосиновых дистиллятов 219
181. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 221
182. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 223
183. Характеристика исходных фракций (240—350 °С) и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 227
184. Характиеристика сырья для каталитического крекинга 229
185. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга 230
186. Характеристика мазутов и остатков 231
187. Характеристика сырья для деструктивных процессов 236
188. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 238
189. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 243
190. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей 244
191. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 247
192. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 254
193. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 254
194. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 260
195. Выход петролатума после депарафинизации смесей углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков 262
196. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 263

197. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 264
198. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 266
199. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 266
200. Разгонка (ИТК) малгобекской верхнемеловой нефти (смеси) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 267
201. Разгонка (ИТК) алиюртской нижнемеловой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 268
202. Разгонка (ИТК) эльдаровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 269
203. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Гора Орлиная в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 270
204. Разгонка (ИТК) хаянкортской нижнемеловой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 271
205. Разгонка (ИТК) старогрозненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 272
206. Разгонка (ИТК) брагунской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 273
207. Разгонка (ИТК) заманкульской юрской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 274
208. Разгонка (ИТК) серноводской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 275
209. Разгонка (ИТК) октябрьской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 276

IV. НЕФТИ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ 277

210. Физико-химическая характеристика нефтей 280
211. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 282
212. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) в зависимости от температуры 283
213. Изменение условной вязкости в зависимости от температуры . . . 283
214. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 284
215. Состав золы поварковой нефти 284
216. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 284
217. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 285
218. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 287
219. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 291
220. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 62 °С 293
221. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С 293
222. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 150 °С, озексуатской нефти (смеси) 294
223. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—145 °С 295
224. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 296
225. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 298
226. Характеристика керосиновых дистиллятов 300
227. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 301
228. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 302
229. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 304
230. Характеристика сырья для каталитического крекинга 306
231. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С) . . 307
232. Характеристика мазутов и остатков 307

233. Характеристика сырья для деструктивных процессов 309
234. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 310
235. Содержание твердого парафина в 50-градусных масляных фракциях 313
236. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 313
237. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 315
238. Выход гача при депарафинизации масляных фракций 319
239. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 319
240. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 323
241. Выход петролатума при депарафинизации смесей углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков 325
242. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 325
243. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 327
244. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 328
245. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 328
246. Разгонка (ИТК) колодезной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 329
247. Разгонка (ИТК) величаевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 330
248. Разгонка (ИТК) правобережной нефти (VIII и IX горизонты) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 331
249. Разгонка (ИТК) восточной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 332
250. Разгонка (ИТК) озексуатской нефти (смеси) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 333
251. Разгонка (ИТК) поварковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 334
252. Разгонка (ИТК) ставропольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 335
253. Разгонка (ИТК) мектебской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 336

V. НЕФТИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ 337

254. Физико-химическая характеристика нефтей 342
255. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 344
256. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 345
257. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 345
258. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 345
259. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 346
260. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 347
261. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 348
262. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 351
263. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С 353
264. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 150 °С, троицко-анастасиевской нефти (IV горизонт) . . . 354
265. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—150 °С 355
266. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 356

267. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 360
268. Характеристика керосиновых дистиллятов 362
269. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 363
270. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 364
271. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных карбамидной депарафинизацией 367
272. Характеристика сырья для каталитического крекинга 368
273. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга 369
274. Характеристика мазутов и остатков 370
275. Характеристика сырья для деструктивных процессов 372
276. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 373
277. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 376
278. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 376
279. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 378
280. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 383
281. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 383
282. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков 387
283. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 389
284. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 391
285. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 392
286. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 393
287. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 394
288. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (IV горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 395
289. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (V горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 396
290. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (VI горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 397
291. Разгонка (ИТК) джигинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 399
292. Разгонка (ИТК) абино-украинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 400
293. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 401
294. Разгонка (ИТК) новодмитриевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 402
295. Разгонка (ИТК) хадыженской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 403
296. Разгонка (ИТК) смеси нефтей месторождений Ключевая и Дыш в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 404
297. Разгонка (ИТК) баракаевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 405
298. Разгонка (ИТК) смеси николаевской и убеженской нефтей в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 406

VI. НЕФТИ МОЛДАВСКОЙ ССР 408

299. Физико-химическая характеристика валенской нефти 411
300. Разгонка валенской нефти по ГОСТ 2177—66 412
301. Изменение вязкости и относительной плотности валенской нефти в зависимости от температуры 412

302. Элементарный состав валенской нефти 412
303. Потенциальное содержание фракций валенской нефти 412
304. Характеристика фракций валенской нефти, выкипающих до 200 °С 413
305. Характеристика керосиновых дистиллятов валенской нефти . . . 413
306. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций валенской нефти 414
307. Характеристика дизельных топлив валенской нефти и их компонентов 414
308. Характеристика мазутов и остатков валенской нефти 415
309. Групповой углеводородный состав дистиллятной части валенской нефти, определенный адсорбционным методом 416
310. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти, полученных адсорбционным методом 417
311. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти 418
312. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти, полученных адсорбционным методом 419
313. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел валенской нефти 419
314. Характеристика 50-градусных фракций валенской нефти 420
315. Характеристика парафино-нафтеновых углеводородов, выделенных из 50-градусных фракций валенской нефти адсорбционным методом на силикагеле 420
316. Характеристика первой и последней фракций, полученных при адсорбционном разделении парафино-нафтеновых углеводородов валенской нефти на угле 421
317. Характеристика ароматических углеводородов, выделенных из 50-градусных фракций валенской нефти адсорбционным методом на силикагеле 422
318. Характеристика отдельных групп ароматических углеводородов валенской нефти, полученных при адсорбционном разделении на окиси алюминия 423
319. Характеристика валенской нефти применительно к получению из нее дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 424
320. Шифр валенской нефти согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 424
321. Разгонка (ИТК) валенской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 425
322. Характеристика остатков разной глубины отбора валенской нефти 426

VII. НЕФТИ УКРАИНСКОЙ ССР 427

323. Физико-химическая характеристика нефтей 430
324. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 432
325. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 432
326. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 432
327. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 433
328. Элементарный состав нефтей 433
329. Содержание ванадия в нефтях 433
330. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 434
331. Потенциальное содержание фракций (в вес. %) в нефтях 435
332. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 436
333. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 439
334. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 122 °С 441
335. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С 442

336. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 443
337. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 447
338. Характеристика керосиновых дистиллятов 449
339. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 451
340. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 452
341. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 454
342. Характеристика сырья (фракции 350—500 °С) для каталитического крекинга 456
343. Фракционный состав сырья (фракции 350—500 °С) для каталитического крекинга (°С) 457
344. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга 457
345. Характеристика мазутов и остатков 458
346. Характеристика сырья для деструктивных процессов 461
347. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов 462
348. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 463
349. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 466
350. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 467
351. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 468
352. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 472
353. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 472
354. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 475
355. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков 476
356. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 476
357. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 477
358. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 477
359. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 478
360. Разгонка (ИТК) долинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 478
361. Разгонка (ИТК) битковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 479
362. Разгонка (ИТК) оровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 480
363. Разгонка (ИТК) уличнянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 481
364. Разгонка (ИТК) леляковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 483
365. Разгонка (ИТК) гнединцевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 483
366. Разгонка (ИТК) качановской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 484
367. Разгонка (ИТК) глинско-розбышевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 485
368. Разгонка (ИТК) прилукской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 486
369. Разгонка (ИТК) рыбальской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 487
370. Разгонка (ИТК) новогригорьевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 488

VIII. НЕФТИ БЕЛОРУССКОЙ ССР 489

371. Физико-химическая характеристика нефтей 492
372. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 493
373. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры 493
374. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры 493
375. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 493
376. Элементарный состав нефтей 494
377. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 494
378. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 495
379. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 496
380. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 498
381. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С 499
382. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С 502
383. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 502
384. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 504
385. Характеристика керосиновых дистиллятов 505
386. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций 506
387. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 506
388. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 508
389. Характеристика сырья для каталитического крекинга 510
390. Фракционный состав сырья каталитического крекинга (°С) 511
391. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга 511
392. Характеристика мазутов и остатков 511
393. Характеристика сырья для деструктивных процессов 514
394. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 515
395. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях 517
396. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 518
397. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 519
398. Выход гача после депарафинизации масляных фракций 526
399. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 526
400. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 530
401. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков 534
402. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 534
403. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 535
404. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 537
405. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 537
406. Разгонка (ИТК) вишанской нефти (скважина № 2) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 538
407. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 5) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 539
408. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 2) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 540

409. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 3) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 541
410. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 7) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 542
411. Разгонка (ИТК) речицкой нефти (скважина № 8) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 543
412. Разгонка (ИТК) речицкой нефти (скважина № 6) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 544
413. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти 545
414. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти 545
415. Характеристика остатков разной глубины отбора вишанской нефти (скважина № 2) 546
416. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 2) 547
417. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 3) 548
418. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 7) 549
419. Характеристика остатков разной глубины отбора речицкой нефти (скважина № 8) 550
420. Характеристика остатков разной глубины отбора речицкой нефти (скважина № 6) 551

IX. НЕФТИ ПРИБАЛТИКИ 552

А. Нефти Литовской ССР 552

421. Физико-химическая характеристика нефтей 554
422. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 555
423. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 555
424. Элементарный состав нефтей 555
425. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях 555
426. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 556
427. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 557
428. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 558
429. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С 558
430. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 561
431. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 562
432. Характеристика керосиновых дистиллятов 563
433. Групповой углеводородный состав керосиновых дистиллятов . . . 563
434. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 564
435. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 565
436. Характеристика сырья для каталитического крекинга 566
437. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С) . . 567
438. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга 567
439. Характеристики мазутов и остатков 567
440. Характеристика сырья для деструктивных процессов 568
441. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов 568
442. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 569
443. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 570
444. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 571
445. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 574

446. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 576
447. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 578
448. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 578
449. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)* 579
450. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 579
451. Разгонка (ИТК) шюпаряйской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 580
452. Разгонка (ИТК) вилькичяйской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 581
453. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении шюпаряйской нефти 583
454. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении шюпаряйской нефти 583
455. Характеристика остатков разной глубины отбора шюпаряйской нефти 583
456. Характеристика остатков разной глубины отбора вилькичяйской нефти 584

Б. Нефти Калининградской области 585

457. Физико-химическая характеристика нефтей 587
458. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66 588
459. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры 588
460. Элементарный состав нефтей 588
461. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5) 588
462. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях 589
463. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С 590
464. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С 591
465. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях , выкипающих до 150 °С 591
466. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С 593
467. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга 594
468. Характеристика легких керосиновых дистиллятов 595
469. Характеристика керосиновых дистиллятов 596
470. Групповой углеводородный состав керосиновых дистиллятов . . . 596
471. Характеристика дизельных топлив и их компонентов 597
472. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией 598
473. Характеристика сырья для каталитического крекинга 598
474. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С) . . 599
475. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга 599
476. Характеристика мазутов и остатков 599
477. Характеристика сырья для деструктивных процессов 600
478. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов 600
479. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом 601
480. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях . . . 602
481. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей . . . 602
482. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 603
483. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов 605

484. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом 607
485. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов 608
486. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел 609
487. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66) 609
488. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66) 609
489. Разгонка (ИТК) гусевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 610
490. Разгонка (ИТК) красноборской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций 611
491. Характеристика дистиллятов и остатков, полученных при однократном испарении красноборской нефти 612
492. Характеристика остатков разной глубины отбора гусевской нефти 612
493. Характеристика остатков разной глубины отбора красноборской нефти 613

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ρ_4^{20} — относительная плотность;
n_D^{20} — показатель преломления для линии D натрия;
M — молекулярный вес (средний);
ν — вязкость кинематическая, *сст* (в индексе обозначена температура, °С);
ВУ — вязкость условная, градусы (в индексе обозначена температура, °С);
ИВ — индекс вязкости;
ВВК — вязкостно-весовая константа;
$S_{F,C}$ — удельная дисперсия;
S_w — число симметрии;
r_i — интерцепт рефракции;
н. к. — температура начала кипения, °С;
к. к. — температура конца кипения, °С;
С — содержание углерода, вес. %;
Н — содержание водорода, вес. %;
О — содержание кислорода, вес. %;
S — содержание серы, вес. %;
N — содержание азота, вес. %;
$C_{кол}$ — количество атомов углерода, входящих в состав колец, %;
C_A — количество атомов углерода, входящих в состав ароматических колец, %;
C_H — количество атомов углерода, входящих в состав нафтеновых колец, %;
$C_П$ — количество атомов углерода, не входящих в состав колец, %;
K_O — среднее число колец в молекуле;
K_A — среднее число ароматических колец в молекуле;
K_H — среднее число нафтеновых колец в молекуле;
ОИ — однократное испарение;
ИТК — истинная температура кипения;
П — содержание парафинов, вес. %;
А — содержание асфальтенов, вес. %;
C_C — содержание силикагелевых смол, вес. %.

На рисунках:

— нефтяные месторождения;

— нефтегазовые месторождения;

— площади, подготовленные к разведке;

— граница впадины;

— граница разлома.

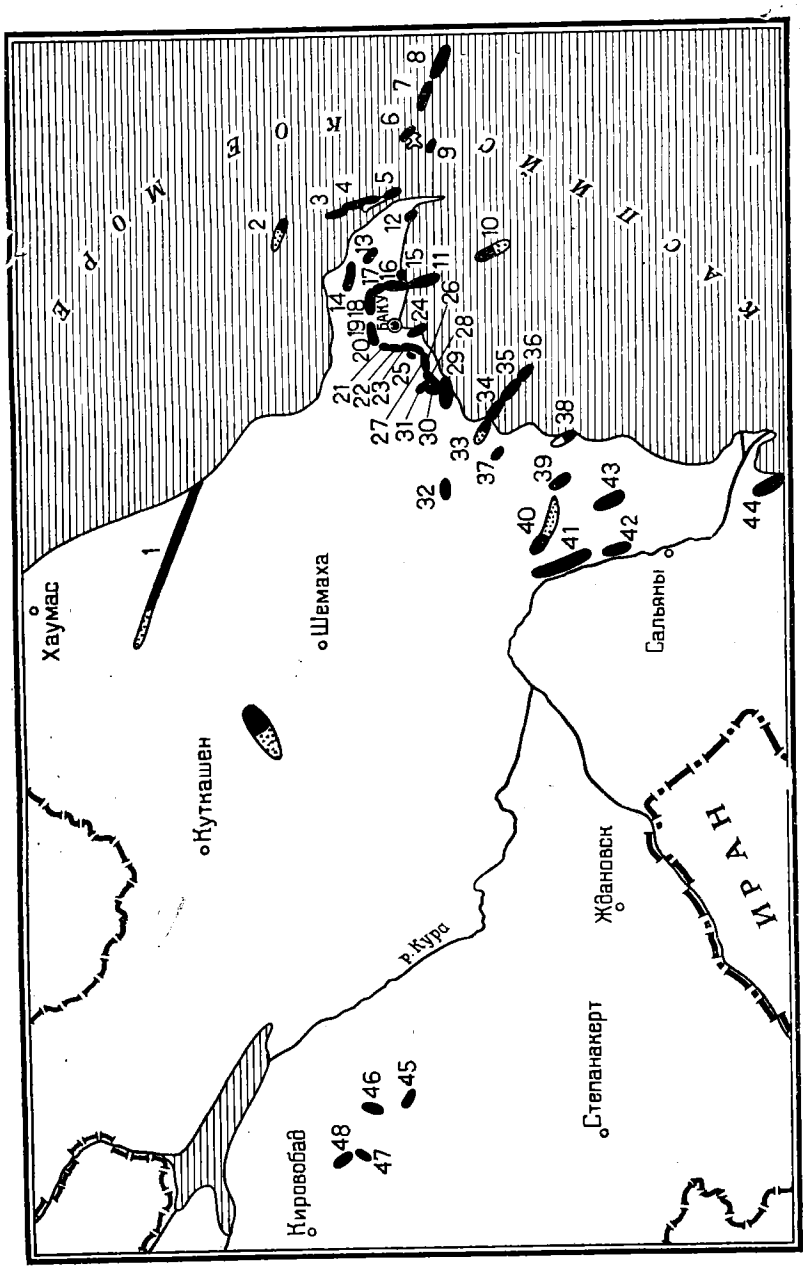

Рис. 1. Схема размещения нефтяных месторождений Азербайджанской ССР:

1 — Сиазанская моноклиналь; 2 — б. Апшеронская; 3 — б. Дарв на; 4 — о. Артем; 5 — Гюргяны-море; 6 — о. Жилой; 7 — Грязевая сопка; 8 — Нефтяные камни; 9 — Южная; 10 — Ба-ар; 11 — о. Песчаный; 12 — Зыря; 13 — Кала; 14 — Маштаги Буязины; 15 — Гоусаны; 16 — Карачухур-Зых; 17 — Сурахаиы; 18 — Балаханы-Сабунчи-Раманы; 19 — Бинагады; 20 — Чахнаглар; 21 — Суяутепе; 22 — Шабандаг; 23 — Ясамальская долина; 24 — Биби-Эйбат; 25 — Шубаны; 26 — Ломкатан; 27 — Пута; 28 — Кушхана; 29 — Карадаг; 30 — Кергез-Кызылтепе; 31 — Шонгар; 32 — Умбаки; 33 — Каниздаг; 34 — Сангачалы-море; 35 — Дуванный-море; 36 — о. Булдаг; 37 — Дуванны; 38 — Пирсагат; 39 — Калмас; 40 — Мишовдаг; 41 — Кюровдаг; 42 — Карабаглы; 43 — Кюрсанга; 44 — Нефтечала; 45 — Мирбашир; 46 — Нафталан; 47 — Аджидере; 48 — Казанбулаг.

Азербайджанская ССР является одним из наиболее старых и богатых нефтяных районов земного шара. Нефтяные месторождения Азербайджана известны еще с VIII столетия, однако начало бурения нефтяных скважин и быстрое развитие нефтедобычи относятся лишь к 1870-м годам, после получения мощного тысячетонного фонтана в Балаханах (Апшеронский п-ов).

В настоящее время главными нефтегазоносными районами являются Апшеронский п-ов, Апшеронский и Бакинский архипелаги, Прикуринская, Кубино-Прикаспийская и Кировабадская области (рис. 1).

Апшеронский п-ов в течение долгого времени был основной нефтедобывающей базой Советского Союза. Геоморфологически он представляет собой продолжение юго-восточного погружения Большого Кавказа. Главная нефтегазоносная свита п-ва — это продуктивная толща, состоящая из ритмично чередующихся сравнительно хорошо отсортированных, преимущественно кварцевых песков, песчаников, алевролитов и глин, общей мощностью до 3500 *м*. Наибольшая концентрация нефтяных залежей выявлена в центральной части Апшеронского п-ва, в разрезах Балахано-Сабунчино-Раманинского, Сураханского и Биби-Эйбатского месторождений. Помимо отложений продуктивной толщи небольшие скопления нефти выявлены в апшеронских и акчагыльских отложениях (Биби-Эйбат, Сураханы, Сабунчи, Кала), в западном Апшероне (Бинагады, Шабандаг, Карадаг). В настоящее время нефтяные и газовые месторождения Апшеронского п-ва почти полностью оконтурены и находятся в поздней стадии разработки.

Апшеронский архипелаг в геологическом отношении является частью Апшеронской геологической области. В изучении его строения большую роль сыграли морские сейсморазведочные работы. Впервые добыча нефти в Каспийском море была начата в 1901 г. на о. Артем. Разведка и освоение морских нефтяных месторождений получили широкое развитие особенно после Великой Отечественной войны. Начиная с 1947 г. были открыты месторождения Гюргяны-море, о. Жилой, Нефтяные камни, Грязевая сопка, банка Дарвина, о. Песчаный, Южная. С 1948—1949 гг. разрабатываются месторождения банка Макарова (Бахар) и Ази Асланова. Выявленные месторождения, за исключением новых площадей Бахар и Ази Асланова, находятся в эксплуатации или разработке. Среди всех месторождений Апшеронского архипелага первое место по запасам и уровню добычи занимает широко известное месторождение Нефтяные камни.

Бакинский архипелаг в геологическом отношении представляет собой подводное продолжение Кобыстанской и Прикуринской областей. Разведочными работами 1963—1966 гг. была открыта и установлена промышленная нефтегазоносность месторождения Сангачалы-море, Дуванный-море и о. Булла, что послужило основанием для создания в архипелаге нового крупного нефтегазодобывающего морского района.

Прикуринская нефтегазоносная область морфологически принадлежит к юго-восточной оконечности Кура-Араксинской низменности. Промышленная нефтеносность Прикуринской области впервые выявлена в 1926 г. на месторождении Нефтечала. В дальнейшем были открыты месторождения Кюровдаг, Мишовдаг, Карабаглы, Кюрсангя, Пирсагат и газовое месторождение Калмас.

Кубино-Прикаспийская нефтегазоносная область расположена в северо-восточной части Азербайджана и охватывает широкую полосу северных предгорий юго-восточного погружения Большого Кавказа и Прикаспийскую низменность (включая Кусарскую наклонную равнину). Добыча нефти в этой области производится с 1940 г. на участках Чандогар-Зорат, Сиазань-Нардаран, Саадан, Амирханлы, Заглы-Зейва. Промышленнонефтеносными являются майкопские, частично чокракские, сарматские, коунские и меловые отложения.

Основным месторождением кировабадской нефтегазоносной области является Нафталанское. Оно расположено в 45 *км* юго-восточнее города Кировабада в северо-восточных предгорьях Муровдагского хребта.

Для нефтей Азербайджанской ССР характерно невысокое содержание серы (от 0,07 до 0,40%).

Нефти, месторождения которых расположены на Апшеронском полуострове, значительно различаются между собой по основным показателям физико-химических свойств. Среди нефтей имеются малопарафинистые с содержанием парафина 0,52—0,96% (сураханская масляная, балаханская, биби-эйбатская верхнего отдела, карадагская масляная и бинагадинская) и высокопарафинистые, из них основные карадагская парафинистая (13,80% парафина) и зыринская (9,60% парафина). В остальных нефтях содержание парафина колеблется от 1,60 до 4,60%.

Содержание смолистых веществ колеблется в нефтях от 2,0 до 14,0%. Следует отметить невысокое содержание асфальтенов (от следов до 0,80%).

Нефти также значительно различаются по выходу светлых фракций. Наименьшим содержанием светлых отличаются нефти балаханская тяжелая (до 200 °С — 5,0%, до 350 °С — 38,0%), наивысшим — гоусанская и карадагская парафинистая (до 200 °С — 22,2 и 25,7%, до 350 °С — 50,5 и 59,3% соответственно).

Нефти Азербайджана, особенно в продуктивной толще Апшеронского полуострова, залегают в многопластовых условиях с различными литологическими составами, поэтому по свойствам они резко различаются между собой, как видно из данных, приведенных ниже на примере нефти Сураханского месторождения:

Нефти	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	Содержание, %		Коксуемость, %	Выход фракций, вес. %		Октановое число бензина без ТЭС	Дизельное топливо	
			парафина	смол силикагелевых		до 200 °С	до 350 °С		цетановое число	температура застывания, °С
Сураханская отборная верхнего отдела	1350—650	0,8488	4,60	2,0	0,65	20,4	42,5	74	52	—16
Сураханская масляная нижнего отдела	2300—1970	0,8956	0,96	9,0	2,30	13,3	34,8	57	39	от —45 до —50

Особенно резко нефти различаются по содержанию парафина, смол силикагелевых, выходу фракций и качеству нефтепродуктов, получаемых из них. Различное качество нефтепродуктов может быть объяснено значительным различием группового и индивидуального углеводородного составов нефтей.

Так, например, в бензине сураханской отборной нефти верхнего отдела преобладают нафтеновые углеводороды (66,95%), в основном циклогексановые

(50,07%); в бензине сураханской масляной нефти нижнего отдела содержится значительно больше парафиновых углеводородов (49,88%), среди них превалируют углеводороды нормального строения (27,14%).

Нефти месторождений Апшеронского архипелага являются, так же, как и все нефти Азербайджанской ССР, малосернистыми (серы 0,08—0,38%). По содержанию парафина, смолистых веществ и особенно асфальтенов нефти значительно различаются между собой.

Большинство нефтей Апшеронского архипелага малопарафинистые (0,12—1,00%), исключение составляют нефти месторождения о. Песчаный, которые содержат значительное количество парафина (11,00—14,70% парафина с температурой плавления 51—52 °С).

Содержание силикагелевых смол в нефтях колеблется от 5 до 14%, асфальтенов — от следов до 1,70%.

Наибольшим выходом светлых фракций отличаются нефти месторождения Нефтяные камни (до 200 °С 19—20%, до 350 °С 48,4—52,0%).

Содержание фракций, выкипающих до 200 °С и до 350 °С, в артемовской смолистой нефти составляет 6,2 и 38% соответственно.

Нефти Бакинского архипелага месторождения Сангачалы-море и Дуванный-море по свойствам близки между собой и занимают промежуточное положение между нефтями Апшеронского архипелага. Нефти малосернистые (серы 0,25%), высокопарафинистые (7,2 и 8,7% парафина с температурой плавления 51—52 °С), смолистые (смол силикагелевых 10—7%, асфальтенов 1,06—0,40%) и отличаются невысоким выходом светлых фракций: до 200 °С — 12,5—15,0, до 350 °С — 42,0—46%.

Нефти Прикуринской нефтегазоносной области малосернистые (серы 0,24—0,40%). Содержание парафина колеблется в широких пределах: от 0,52% в нефти месторождения Нефтечала до 8,20% в карабаглинской нефти. Нефти этой области являются наиболее смолистыми (смол силикагелевых 18—25%, содержание асфальтенов доходит до 12,2%) по сравнению с другими нефтяными районами Азербайджанской ССР.

По выходу светлых фракций нефти значительно различаются между собой.

Сиазанская нефть Кубино-Прикаспийская нефтегазоносной области является малопарафинистой, смолистой (смол силикагелевых 10%, асфальтенов 0,02%) и отличается высоким выходом светлых фракций: до 200 °С — 29,2% и до 350 °С — 59,0%.

Умбакинская (кобыстанская) нефть Шемахино-Кобыстанской нефтегазоносной области является малопарафинистой (парафина 1%) и высокосмолистой (смол силикагелевых 17%), содержание светлых фракций составляет: до 200 °С — 22%, до 350 °С — 47,3%.

Нафталанская нефть Кировабадской газоносной области является тяжелой, смолистой и малосернистой, практически не содержит парафина. Эта нефть уникальна — она обладает универсальностью и эффективностью при лечении многих заболеваний. В результате проведенных исследований установлено, что нафталанская лечебная нефть по углеводородному составу отличается от всех известных в настоящее время нефтей. Нефть состоит исключительно из нафтеновых и ароматических углеводородов, что и объясняет ее высокую плотность. По мнению Ю. Г. Мамедалиева, особой отличительной чертой нафталанской нефти является высокое содержание полициклических нафтеновых углеводородов, и главным образом нафтенов, содержащих в своем составе четырехъядерную циклопентанпергидрофенантреновую систему, которая, возможно, и является основным действующим началом лечебной нефти. Различными биопроцессами эти углеводороды легко превращаются в гормоны, витамины, стероиды и другие необходимые организму вещества.

Исследования нефтей Азербайджана проводились в Институте нефтехимических процессов АН АзССР по методике, принятой институтом до 1967 г., поэтому результаты несколько отличаются от данных, полученных по унифицированной методике. Геологическую часть данного раздела составили инженеры-геологи Министерства нефтедобывающей промышленности АзССР Ахмедов А. М. и Цигер Б. М.

1. Физико-химическая характеристика нефтей Апшеронской области

Нефть	Горизонт, свита, ярус	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С	
							застывания с обработкой	вспышки в закрытом тигле
Сураханская отборная верхнего отдела	Сураханская, Сабунчинская, Балаханская	1140—250	0,8488	240	13,30	5,10	<—20	1
Сураханская масляная	Подкирмакинская	2540—1900	0,8956	267	38,80	11,10	То же	2
Калинская верхнего отдела	Сураханская, Сабунчинская, Балаханская	1350—650	0,8683	230	15,40	6,00	»	0
Калинская нижнего отдела	Надкирмакинская глинистая и Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская, Калинская	2375—1440	0,8800	265	32,60	10,70	<—19	1
Кара-чухурская верхнего отдела	Сураханская, Сабунчинская, Балаханская	1400—820	0,8537	208	16,10	3,50	10	0
Кара-чухурская нижнего отдела	Надкирмакинская глинистая и Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская, Калинская	2700—1650	0,8781	251	49,20	11,50	6	2
Балаханская масляная	Апшеронский ярус, Сураханская, Сабунчинская, Балаханская	600—80	0,8760	246	20,50	8,00	—50	2
Балаханская тяжелая	Свита Перерыва, Надкирмакинская глинистая, Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская	2400—200	0,9190	310	135,0	25,80	—37	3

Продолжение табл. 1

Нефть	Горизонт, свита, ярус	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С	
							застывания с обработкой	вспышки в закрытом тигле
Бузовнинская	Кирмакинская, Подкирмакинская	1920—1640	0,9116	324	126,6	25,80	<—25	5
Зыринская	Калинская, Подкирмакинская	4800—4600	0,8746	263	37,00	8,00	12	1
Гоусанская	Калинская	4140—4080	0,8613	215	13,50	4,90	—3	0
Биби-эйбатская верхнего отдела	Сураханская, Сабунчинская, Балаханская	1100—200	0,8775	224	18,00	7,00	<—18	—1
Биби-эйбатская парафинистая	Надкирмакинская глинистая, Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская	2100—1120	0,8870	—	31,2	9,40	<—20	2
Карадагская масляная	Балаханская, свита Перерыва	1800—300	0,9040	276	60,00	15,00	<—20	3
Карадагская парафинистая	VIII горизонт, Пута	2500—300	0,8483	227	35,40	1,20	17	0
Бинагадинская	Диатомовая, Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская южное и северное крыло, Подкирмакинская	1500—470	0,9027	260	68,20	14,60	—50	4
Карадагский конденсат	VII и VIII горизонты, Подкирмакинская	4800—1900	0,7855	150	1,48	—	—18	<0

Продолжение табл. 1

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, мг КОН на 1 г нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Сураханская отборная	4,60	52	0,13	0,05	8	2,0	0	0,65	0,080	0,37	20,4	42,5
Сураханская масляная	0,96	53	0,23	0,16	24	9,0	Следы	2,30	0,050	0,97	13,3	34,8
Калинская верхнего отдела	1,60	52	0,28	0,14	15	4,6	0	1,82	0,030	0,51	21,2	43,5
Калинская нижнего отдела	2,70	52	0,30	0,17	25	8,6	0,10	2,33	0,090	0,48	13,0	31,5
Кара-чухурская верхнего отдела	6,00	52	0,13	0,12	8	2,0	Следы	0,60	—	0,14	18,6	42,0
Кара-чухурская нижнего отдела	5,00	51	0,31	0,21	18	5,6	0,02	1,87	—	0,66	13,6	31,4
Балаханская масляная	0,74	51	0,19	0,09	16	8,0	0,01	1,23	0,050	2,03	18,1	50,4
Балаханская тяжелая	0,62	52	0,30	0,23	29	14,0	0,80	2,88	0,100	2,50	5,0	38,0
Бузовнинская	0,75	52	0,30	0,25	30	11,0	0,14	2,60	0,040	0,74	6,2	40,2
Зыринская	9,60	52	0,34	0,40	13	7,1	0,03	1,49	—	1,14	12,7	41,2
Гоусанская	6,33	51	0,40	0,18	18	9,6	0,05	1,96	—	0,54	22,2	50,5
Биби-эйбатская верхнего отдела	0,76	52	0,20	0,12	20	6,5	0,12	1,95	0,030	1,48	19,0	53,5
Биби-эйбатская парафинистая	2,09	52	0,26	0,18	25	11,0	0,19	2,24	0,050	0,77	14,2	46,4
Карадагская масляная	0,52	51,5	0,20	0,19	28	10,1	0,02	2,98	0,060	1,90	11,0	41,0
Карадагская парафинистая	13,80	52	0,19	—	9	5,0	0,13	0,92	—	16,81	25,7	59,3
Бинагадинская	0,63	52	0,28	0,23	30	10,3	0,10	2,81	0,050	2,20	9,6	40,6
Карадагский конденсат	Следы	—	0,07	—	2	—	—	—	—	4,50	—	90 (до 300 °С)

2. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Сураханская отборная	21,00	13,30	9,20	6,60	5,10
Сураханская масляная	116,8	40,00	24,80	16,70	11,10
Калинская верхнего отдела	22,70	15,40	10,50	8,00	6,00
Калинская нижнего отдела	65,30	32,60	18,60	10,70	5,70
Кара-чухурская верхнего отдела	49,10	15,00	7,90	5,90	3,50
Кара-чухурская нижнего отдела	—	40,80	22,90	14,60	11,50
Балаханская масляная	30,40	20,50	14,90	10,80	8,00
Балаханская тяжелая	—	135,0	76,20	40,40	25,80
Бузовнинская	—	126,0	71,40	41,60	25,30
Зыринская	—	37,00	20,00	13,20	8,00
Гоусанская	26,79	13,00	9,20	6,60	4,90
Биби-эйбатская верхнего отдела	28,60	18,90	13,10	9,40	7,00
Биби-эйбатская парафинистая	64,70	30,20	18,80	13,50	9,40
Карадагская масляная	72,26	55,30	40,87	26,26	15,00
Карадагская парафинистая	—	35,40	8,40	5,30	1,20
Бинагадинская	122,0	68,20	38,00	23,40	14,60

3. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Сураханская отборная	3,07	2,18	1,78	1,54	1,40
Сураханская масляная	9,00	5,35	3,43	2,49	1,94
Калинская верхнего отдела	3,18	2,37	1,88	1,65	1,48
Калинская нижнего отдела	8,85	4,54	2,79	1,93	1,45
Кара-чухурская верхнего отдела	6,69	2,50	1,81	1,47	1,24
Кара-чухурская нижнего отдела	—	5,60	3,30	2,33	2,01
Балаханская масляная	4,38	3,00	2,36	1,94	1,67
Балаханская тяжелая	—	18,23	10,30	5,54	3,65
Бузовнинская	—	16,99	9,66	5,70	3,60
Зыринская	—	4,96	2,87	2,14	1,65
Гоусанская	3,78	2,15	1,78	1,54	1,38
Биби-эйбатская верхнего отдела	4,02	2,82	2,16	1,80	1,57
Биби-эйбатская парафинистая	8,76	4,22	2,81	2,20	1,80
Карадагская масляная	9,78	7,51	5,61	3,71	2,37
Карадагская парафинистая	—	4,91	1,71	1,92	1,00
Бинагадинская	16,47	9,22	5,24	3,36	2,33

4. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Сураханская отборная	0,8557	0,8483	0,8412	0,8341	0,8269
Сураханская масляная	0,9026	0,8956	0,8899	0,8827	0,8762
Калинская верхнего отдела	0,8751	0,8583	0,8615	0,8596	0,8478
Калинская нижнего отдела	0,8867	0,8800	0,8733	0,8665	0,8601
Кара-чухурская верхнего отдела	0,8490	0,8418	0,8345	0,8273	0,8201
Кара-чухурская нижнего отдела	—	0,8781	0,8713	0,8643	0,8577
Балаханская масляная	0,8828	0,8760	0,8692	0,8624	0,8558
Балаханская тяжелая	—	0,9190	0,9126	0,9062	0,9000
Бузовнинская	—	0,9116	0,9054	0,8992	0,8930
Зыринская	—	0,8746	0,8678	0,8610	0,8541
Гоусанская	0,8681	0,8613	0,8544	0,8464	0,8394
Биби-эйбатская верхнего отдела	0,8823	0,8775	0,8687	0,8619	0,8551
Биби-эйбатская парафинистая	0,8936	0,8870	0,8804	0,8738	0,8672
Карадагская масляная	0,9104	0,9040	0,8976	0,8917	0,8848
Карадагская парафинистая	—	0,8483	0,8353	0,8228	0,8098
Бинагадинская	0,9089	0,9027	0,8963	0,8899	0,8834

5. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Сураханская отборная	85,90	13,40	0,52	0,13	0,05
Сураханская масляная	86,70	12,50	0,41	0,23	0,16
Калинская верхнего отдела	86,20	13,20	0,26	0,20	0,14
Калинская нижнего отдела	86,40	13,00	0,12	0,31	0,17
Кара-чухурская верхного отдела	85,88	13,55	0,32	0,13	0,12
Кара-чухурская нижнего отдела	86,10	12,70	0,68	0,31	0,21
Балаханская масляная	86,60	12,70	0,42	0,19	0,09
Балаханская тяжелая	86,80	12,10	0,57	0,30	0,23
Бузовнинская	86,68	12,33	0,43	0,31	0,25
Зыринская	86,29	12,44	0,53	0,34	0,40
Гоусанская	85,84	13,10	0,48	0,40	0,18
Биби-эйбатская верхнего отдела	86,35	12,90	0,43	0,20	0,12
Биби-эйбатская парафинистая	86,45	12,60	0,51	0,26	0,18
Карадагская масляная	86,38	12,35	0,88	0,20	0,19
Карадагская парафинистая	85,72	13,16	0,54	0,19	0,39
Бинагадинская	86,25	12,30	0,94	0,28	0,23

6. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Сураханская отборная	Сураханская масляная	Калинская верхнего отдела	Калинская нижнего отдела	Кара-чухурская верхнего отдела	Кара-чухурская нижнего отдела	Балаханская масляная	Балаханская тяжелая	Бузовнинская	Зыринская	Гоусанская
85	1,1	0,9	2,0	—	—	1,5	1,5	—	—	—	—
100	3,0	2,9	3,0	—	1,3	2,5	2,5	0,5	—	—	7,0
120	5,7	3,8	5,6	1,3	4,0	3,9	4,2	0,9	—	3,9	9,4
140	9,0	5,5	9,0	3,2	7,5	5,5	7,0	1,5	0,5	5,8	12,6
150	10,6	6,6	11,0	4,7	9,0	6,7	8,7	2,0	1,5	6,8	14,2
160	12,5	7,7	13,0	6,4	11,0	8,0	10,5	2,5	2,2	7,8	15,7
180	16,4	10,3	16,8	9,5	14,6	10,5	14,0	3,5	4,0	10,1	18,9
200	20,4	13,3	21,2	13,0	18,6	13,6	18,1	5,0	6,2	12,7	22,2
220	24,6	17,4	25,7	16,7	22,8	16,6	22,1	6,6	9,3	15,5	25,6
240	29,0	21,5	30,0	20,3	27,5	20,3	26,5	9,2	13,2	18,8	29,0
260	33,5	26,0	34,5	23,5	32,6	23,6	30,7	12,9	17,5	22,2	33,0
280	38,0	30,6	39,0	27,5	37,9	27,5	34,6	17,3	22,0	25,8	37,2
300	42,7	34,8	43,5	31,5	43,1	31,4	39,0	21,5	26,5	30,0	41,1
320	48,0	40,1	48,5	35,2	48,6	35,9	44,0	26,2	33,8	34,5	45,1
330	49,3	43,3	51,2	37,8	51,6	38,0	46,4	29,0	35,8	36,4	47,7
350	53,5	47,1	54,2	42,0	55,1	42,8	49,8	33,5	38,5	41,2	50,5
360	55,5	49,3	56,3	44,3	57,7	45,4	51,3	36,2	40,8	43,5	52,3
380	59,3	53,7	60,0	48,7	62,7	50,6	55,5	41,0	44,6	47,8	55,9
400	63,0	57,3	63,3	52,7	67,6	56,2	59,6	47,0	48,3	51,6	59,4
420	66,9	60,7	66,2	57,0	72,5	62,0	63,5	52,2	52,0	55,6	62,9
440	70,7	63,9	69,4	61,0	75,0	68,0	68,2	57,5	56,0	59,2	66,6
450	72,5	65,6	70,8	63,0	—	71,2	70,3	60,0	58,0	61,2	68,3
460	74,6	67,3	73,0	64,8	—	74,0	72,5	62,7	60,2	63,2	70,4
470	76,8	69,0	74,2	66,7	—	77,7	75,0	65,6	62,5	65,5	71,9
480	79,1	70,6	75,6	68,5	—	—	77,0	68,5	64,6	68,0	74,4
490	81,5	72,3	77,0	70,2	—	—	79,6	71,2	66,8	70,4	76,5
500	84,0	74,0	78,4	71,5	—	—	81,5	74,0	69,5	72,5	78,9

Продолжение табл. 6

Отгоняется до температуры, °С	Биби-эйбатская верхнего отдела	Биби-эйбатская парафинистая	Карадагская масляная	Карадагская парафинистая	Бинагадинская	Отгоняется до температуры, °С	Биби-эйбатская верхнего отдела	Биби-эйбатская парафинистая	Карадагская масляная	Карадагская парафинистая	Бинагадинская
85	0,2	0,8	0,8	3,23	—	330	50,5	42,2	36,3	54,4	35,0
100	0,9	2,0	1,6	5,85	0,5	350	53,5	46,4	41,1	59,3	40,6
120	2,9	4,2	3,4	9,0	1,0	360	55,6	48,4	43,3	62,6	43,0
140	5,5	6,6	5,0	12,6	2,5	380	58,5	52,2	46,9	67,3	48,2
150	7,5	7,7	5,8	15,0	3,0	400	61,9	56,2	50,5	72,7	53,5
160	9,5	8,9	8,6	17,0	4,4	420	64,9	60,2	54,0	75,1	58,8
180	14,0	11,4	8,8	21,2	6,8	440	68,0	64,3	57,4	78,2	64,1
200	19,0	14,2	10,8	25,7	9,6	450	69,5	66,3	59,4	79,0	66,8
220	24,6	17,5	13,4	30,1	12,6	460	71,2	68,6	61,3	80,8	69,4
240	29,5	21,4	16,0	34,6	16,2	470	73,3	70,8	63,5	81,6	72,2
260	35,0	25,6	20,0	39,1	20,2	480	75,0	72,2	65,6	82,4	74,7
280	39,7	30,2	24,5	43,8	24,1	490	77,0	75,6	67,6	83,2	77,5
300	44,9	34,8	29,1	47,3	28,6	500	80,5	78,0	71,6	84,0	80,0

7. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводород	Сураханская отборная	Сураханская масляная	Калинская верхнего отдела	Калинская нижнего отдела	Кара-чухурская верхнего отдела	Кара-чухурская нижнего отдела	Балаханская масляная	Балаханская тяжелая	Биби-эйбатская верхнего отдела	Биби-эйбатская парафинистая	Карадагская масляная	Карадагская парафинистая	Бинагадинская	Карадагский конденсат
Бутан	1,26	0,54	1,91	0,35	0,11	0,22	0,54	—	—	—	0,32	0,31	0,72	1,01
н-Пентан	0,48	0,69	0,54	0,90	0,82	0,85	0,85	0,31	0,92	1,87	0,82	0,51	0,58	0,27
н-Гексан	1,21	7,16	0,57	1,12	1,49	2,85	0,82	0,63	0,68	2,52	2,28	4,68	2,47	4,32
н-Гептан	0,89	13,88	1,48	2,81	1,31	4,77	2,09	0,49	0,59	5,43	2,08	5,42	4,28	6,27
н-Октан	0,84	3,79	0,31	2,38	1,16	6,08	0,15	1,25	1,22	3,19	1,20	2,35	1,66	3,19
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	4,68	26,06	4,81	7,56	4,89	14,77	4,45	2,68	3,41	13,01	6,70	13,27	9,71	15,06
2-Метилбутан (изопентан)	0,96	1,77	0,81	0,98	1,23	0,63	1,85	1,90	0,45	1,28	1,97	0,35	1,02	0,27
2,2-Диметилбутан	0,29	0,14	0,61	0,27	0,27	0,07	0,67	0,46	0,28	0,22	0,32	0,25	0,29	0,25
2,3-Диметилбутан	0,35	—	1,80	1,05	0,54	0,15	1,25	1,21	0,36	0,31	0,73	0,56	1,18	0,71
2,2,3-Триметилбутан	0,21	0,11	0,42	0,22	0,22	0,07	—	—	0,13	0,09	0,28	—	0,23	—
2-Метилпентан	} 2,08	3,45	1,10	3,96	1,86	1,51	2,36	1,36	0,72	} 2,23	3,43	2,79	4,01	2,23
3-Метилпентан								0,74	—					2,08
2,2-Диметилпентан	0,82	0,89	0,61	0,59	0,26	—	1,95	0,87	—	0,34	0,40	0,98	0,94	0,42
2,3-Диметилпентан	1,09	0,64	3,18	2,56	1,31	—	1,62	—	—	0,66	1,11	1,16	1,39	—
2,4-Диметилпентан	0,62	—	0,59	0,73	0,60	0,13	1,78	—	—	0,22	0,75	0,82	0,86	0,53
3,3-Диметилпентан	0,39	0,12	0,36	0,64	0,20	—	0,38	1,12	—	0,17	0,15	—	0,29	0,25
3-Этилпентан	0,91	—	—	2,07	—	—	—	—	—	0,70	1,41	—	—	—
2-Метилгексан	} 1,97	1,73	} 3,10	4,48	2,40	3,73	1,45	} 1,73	1,96	} 2,58	5,19	5,73	5,50	2,80
3-Метилгексан		3,47						—	1,35					3,98
2,2-Диметилгексан	—	—	—	—	—	—	—	} 1,50	1,44	—	—	—	—	0,80
2,4-Диметилгексан	—	—	—	—	—	—	—		1,27	—	—	—	—	1,89
2,5-Диметилгексан	—	—	—	—	—	—	—		—	—	—	—	—	0,72
2,3-Диметилгексан	—	—	—	—	—	—	—	0,83	1,17	—	—	—	—	1,89
Диметилгексаны	2,67	—	4,51	2,49	2,20	0,63	2,62	0,64	—	0,68	2,80	2,00	4,28	—
Триметилгексан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,89

Продолжение табл. 7

Углеводород	Сураханская отборная	Сураханская масляная	Калинская верхнего отдела	Калинская нижнего отдела	Кара-чухурская верхнего отдела	Кара-чухурская нижнего отдела	Балаханская масляная	Балаханская тяжелая	Биби-эйбатская верхнего отдела	Биби-эйбатская парафинистая	Карадагская масляная	Карадагская парафинистая	Бинагадинская	Карадагский конденсат
2-Метилгептан	2,05	3,62	3,60	5,91	3,74	4,81	2,58	1,80	2,58	6,42	2,31	8,34	5,71	3,46
3-Метилгептан		4,49						1,48						2,47
4-Метилгептан		1,02						—	—					—
2,2-Диметилгептан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,68
2,3-Диметилгептан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,15
2,4-Диметилгептан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,97
2,6-Диметилгептан	—	—	—	—	—	—	—	1,04	1,23	—	—	—	—	0,91
4-Этилгептан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,38
2-Метилоктан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,77
3-Метилоктан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,13
2,5-Диметилоктан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,46
Всего парафиновых углеводородов изостроения	15,41	21,45	20,69	25,95	14,83	11,78	18,51	16,68	12,94	15,90	20,85	22,98	25,70	29,85
Всего парафиновых углеводородов	20,09	47,51	25,50	33,51	19,72	26,55	22,96	19,36	16,35	28,91	27,55	36,25	35,41	44,95
Циклопентан	0,20	0,71	0,07	0,13	0,23	1,41	0,29	0,82	0,53	0,36	0,17	0,34	0,20	0,55
Метилциклопентан	4,56	1,44	5,71	4,62	3,54	2,74	3,50	1,14	1,47	2,90	5,10	4,70	3,17	2,82
1,1-Диметилциклопентан	2,02	—	2,94	2,53	0,91	0,53	1,20	0,95	1,04	0,53	1,74	1,09	2,17	0,89
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	3,61	—	3,31	2,35	2,26	1,06	2,86	1,77	2,13	1,60	2,79	2,07	2,33	1,03
1,3-Диметилциклопентан (*транс*-)	2,22	—	3,80	2,88	1,68	1,23	1,65	0,70	0,77	0,65	1,49	0,84	2,51	1,09
1,3-Диметилциклопентан (*цис*-)	1,83	—	1,50	1,56		0,50		0,94	0,39	0,85	1,69	1,69		0,66
1,2,3-Триметилциклопентан	2,88	—	8,31	7,69	5,56	2,47	4,26	—	—	2,67	—	—	4,99	—
1,2,4-Триметилциклопентан								—	—	—	8,40	4,13		—
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	—	—	—	—	—	—	—	2,52	2,48	—	—	—	—	1,40

1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	—	—	—	—	—	—	—	4,93	2,86	—	—	—	—	1,31
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	—	—	—	—	—	—	—	5,69	1,22	—	—	—	—	—
Этилциклопентан	—	—	—	—	—	—	—	—	1,49	1,67	1,10	1,24	2,33	1,17
Изопропилциклопентан	—	—	—	—	—	—	—	1,71	1,66	—	—	—	—	0,58
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	19,19	2,15	27,15	23,14	15,57	9,01	15,41	21,17	16,06	11,23	22,48	16,09	17,70	11,50
Циклогексан	8,50	4,16	6,83	5,56	7,70	3,19	8,30	1,48	2,33	3,34	5,74	5,97	5,44	3,86
Метилциклогексан	22,13	11,04	10,82	9,81	22,47	9,17	23,58	4,14	6,42	9,08	10,70	12,79	11,74	9,66
1,1-Диметилциклогексан	1,15	0,68	1,61	1,16	1,58	0,56	1,24	2,03	1,15	0,45	1,18	0,32	0,93	0,33
1,2-Диметилциклогексан	—	—	—	—	—	—	—	2,25	2,20	—	—	—	—	0,87
1,3-Диметилциклогексан	—	—	—	—	—	—	—	4,86	3,40	—	—	—	—	1,30
1,4-Диметилциклогексан	—	—	—	—	—	—	—	1,90	1,75	—	—	—	—	0,95
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	4,13	—	5,53	4,48	6,08	2,69	3,61	0,82	—	2,59	6,71	3,33	4,58	0,25
1,2-Диметилциклогексан (*цис-*)	0,32	—	3,21	0,27	1,14	0,67	—	0,29	—	0,32	1,83	0,65	0,70	—
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)	7,97	—	8,42	7,20	8,54	2,58	7,11	0,82	—	3,05	6,52	4,86	6,27	0,43
1,4-Диметилциклогексан (*транс-*)	2,57	—	3,83	3,24	3,29	1,76	2,70	1,11	—	1,38	4,23	2,69	3,03	0,39
1,1,3-Триметилциклогексан	—	—	—	—	—	—	—	1,31	0,77	—	—	—	—	2,03
Этилциклогексан	1,71	1,42	2,66	0,86	4,82	3,80	1,02	3,54	3,30	4,37	4,49	2,23	1,76	1,11
Углеводороды C_9H_{18}	—	—	—	—	—	—	—	3,61	7,48	—	—	—	—	2,03
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	48,48	17,30	42,91	32,58	55,62	24,42	47,56	28,16	28,80	24,58	41,40	32,84	34,45	23,21
Всего нафтеновых углеводородов	67,00	19,45	70,06	55,72	71,19	33,43	62,97	49,33	44,86	35,81	63,88	48,93	52,15	34,71

Продолжение табл. 7

Углеводород	Сураханская отборная	Сураханская масляная	Калинская верхнего отдела	Калинская нижнего отдела	Кара-чухурская верхнего отдела	Кара-чухурская нижнего отдела	Балаханская масляная	Балаханская тяжелая	Биби-эйбатская верхнего отдела	Биби эйбатская парафинистая	Карадагская масляная	Карадагская парафинистая	Бинагадинская	Карадагский конденсат
Бензол	—	—	—	0,05	0,02	1,02	—	0,18	0,26	0,81	0,25	0,67	0,20	0,58
Толуол	—	—	—	—	0,50	5,82	0,18	0,43	0,69	4,13	—	1,71	0,54	3,94
Этилбензол	—	—	—	—	1,19	0,87	0,73	0,50	0,84	3,33	—	1,07	1,34	1,31
п-Ксилол	—	—	—	—	0,23	0,88	—	0,12	0,35	0,81	0,72	—	0,13	0,61
м-Ксилол	—	—	—	—	0,23	3,48	—	0,30	0,75	2,03	—	—	0,34	1,52
о-Ксилол	—	—	—	—	0,11	2,47	—	0,26	0,58	2,03	—	—	0,16	0,68
Углеводороды C_9H_{12}	—	—	—	—	—	—	—	0,54	1,13	—	—	—	—	2,89
Всего ароматических углеводородов	0,70	—	0,40	0,23	2,29	14,55	0,91	2,29	4,62	13,14	0,97	3,45	2,71	10,53
Остаток и углеводороды невыясненной структуры	12,21	33,04	4,04	10,54	8,81	25,47	13,32	25,65	25,57	22,14	7,60	11,37	9,73	9,81

8. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Сураханская отборная нефть					
н. к. — 65	0,4	—	—	—	—
65—105	3,3	0,7481	1	71	28
105—140	4,5	0,7609	2	59	38
Сураханская масляная нефть					
н. к. — 65	0,1	—	—	—	—
65—105	1,1	0,7333	9	56	35
105—140	4,9	0,7656	12	42	46
Калинская нефть верхнего отдела					
н. к. — 65	0,2	—	—	—	—
65—105	2,6	0,7417	1	65	34
105—140	4,1	0,7663	2	59	39
Калинская нефть нижнего отдела					
н. к. — 65	0,1	—	—	—	—
65—105	1,4	0,7308	1	53	46
105—140	2,7	0,7594	5	39	56
Кара-чухурская нефть верхнего отдела					
н. к. — 65	0,6	—	—	—	—
65—105	4,4	0,7575	1	70	29
105—140	4,8	0,7647	4	56	40
Кара-чухурская нефть нижнего отдела					
н. к. — 65	0,1	—	—	—	—
65—105	1,5	0,7496	11	52	37
105—140	2,6	0,7664	16	39	45
Балаханская масляная нефть					
62—85	0,9	0,7301	1	62	37
62—105	3,0	0,7444	1	66	33
82—120	3,5	0,7588	1	67	32
85—180	13,3	0,7784	6	66	28
105—120	1,5	0,7566	—	—	—
105—140	3,9	0,7682	3	64	33
120—140	2,4	0,7700	6	58	36
140—180	7,2	0,7977	14	64	22
Балаханская тяжелая нефть					
62—85	0,5	0,7250	1	71	28
62—105	1,6	0,7450	2	67	31
82—120	1,6	0,7487	3	56	41
85—180	5,1	0,7952	7	64	29

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
105—120	0,4	0,7644	3	58	39
105—140	1,2	0,7742	4	68	28
120—140	0,8	0,7850	4	55	41
140—180	2,5	0,8109	12	57	31
Бузовнинская нефть					
н. к. — 65	0,1	—	—	—	—
65—105	0,3	0,7278	1	37	62
105—140	0,8	0,7662	2	45	53
Гоусанская нефть					
н. к. — 65	0,5	—	—	—	—
65—105	3,7	0,7206	11	54	35
105—140	4,1	0,7572	17	41	42
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела					
н. к. — 65	0,8	—	—	—	—
65—105	3,5	0,7423	4	60	36
105—140	4,7	0,7653	5	49	45
Биби-эйбатская парафинистая нефть					
62—85	1,8	0,7281	4	60	36
62—105	3,5	0,7398	7	51	42
85—120	3,3	0,7538	9	40	51
85—180	14,2	0,7793	17	42	41
105—120	1,6	0,7556	10	38	52
105—140	4,9	0,7672	10	41	49
120—140	3,3	0,7723	18	34	48
140—180	7,5	0,7949	19	40	41
Карадагская масляная нефть					
н. к. — 65	0,4	—	—	—	—
65—105	2,1	0,7444	6	55	39
105—140	2,0	0,7651	12	50	38
Бинагадинская нефть					
62—85	1,1	0,7195	2	47	51
62—105	1,8	0,7240	4	46	50
85—120	2,6	0,7440	6	44	50
85—180	10,9	0,7760	14	47	39
105—120	1,8	0,7489	10	50	40
105—140	3,4	0,7500	11	52	37
120—140	1,6	0,7672	12	44	44
140—180	5,7	0,7980	14	59	27

9. Характеристика бензиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, С				Октановое число		Содержание углеводородов, %			Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	без ТЭС	с 3,3 г ТЭС на 1 кг дистиллята	ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Сураханская отборная	7,5	0,7460	85	91	108	120	74,7	93,0	2	70	28	0,02
Сураханская масляная	4,8	0,7300	84	91	105	129	60,0	80,0	11	42	47	0,03
Калинская верхнего отдела	5,8	0,7430	83	92	105	125	76,4	93,0	1	61	38	0,02
Калинская нижнего отдела	4,0	0,7288	83	89	103	130	69,0	89,0	2	47	51	0,02
Кара-чухурская верхнего отдела	8,4	0,7479	83	89	104	130	73,4	—	2	69	29	0,01
Кара-чухурская нижнего отдела	3,8	0,7322	80	92	105	123	63,0	88,0	11	41	48	0,02
Балаханская масляная	5,3	0,7508	83	92	103	119	74,5	93,5	2	66	32	0,02
Балаханская тяжелая	1,7	0,7540	72	84	105	124	70,1	89,0	3	52	45	0,01
Бузовнинская	0,9	0,7327	83	90	103	128	74,0	92,2	1	46	53	0,02
Зыринская	4,6	0,7357	78	87	105	132	60,0	85,4	15	37	48	0,02
Гоусанская	16,8	0,7324	65	78	106	140	58,1	86,1	12	38	50	0,02
Биби-эйбатская верхнего отдела	6,0	0,7400	78	89	105	123	73,5	90,6	4	55	41	0,01
Биби-эйбатская парафинистая	5,1	0,7347	79	90	104	127	64,0	86,2	10	43	47	0,02
Карадагская масляная	2,2	0,7398	81	87	105	127	72,0	—	3	57	40	0,01
Карадагская парафинистая	8,9	0,7557	69	84	104	120	64,5	84,0	6	32	52	0,06
Бинагадинская	3,5	0,7282	80	90	106	130	68,5	—	3	52	45	0,02
Карадагский конденсат	40,0	0,7128	65	81	108	138	57,6	81,6	13	28	59	—

10. Характеристика автобензиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число		Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%	без ТЭС	с 0,82 г ТЭС на 1 кг дистиллята	
Сураханская отборная	19,3	—	111	120	146	186	205	60,8	—	0,02
Сураханская масляная	11,2	—	106	117	144	184	204	48,3	—	0,04
Калинская верхнего отдела	18,4	—	108	121	148	186	204	63,3	—	0,04
Калинская нижнего отдела	9,9	—	110	122	146	176	200	58,0	—	0,04
Кара-чухурская верхнего отдела	20,0	—	100	111	147	188	203	62,5	—	0,02
Кара-чухурская нижнего отдела	14,0	—	96	115	157	193	203	58,4	—	0,04
Балаханская масляная	18,0	0,7777	100	112	145	190	204	—	73,5	0,03
Балаханская тяжелая	8,1	0,7779	109	126	154	184	202	—	74,0	0,02
Бузовнинская	5,2	—	113	126	157	189	207	63,0	80,0	0,03
Зыринская	13,0	0,7679	99	113	145	177	190	47,4	65,7	0,03
Гоусанская	23,6	0,7497	62	83	130	185	205	—	74,9	0,03

11. Характеристика лигроиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число	Содержание углеводородов, %		
			н. к.	10%	50%	90%	98%		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Сураханская отборная	12,0	0,7956	145	148	165	191	205	59,0	11	50	39
Сураханская масляная	10,9	0,7954	146	149	155	160	165	42,7	20	34	46
Калинская верхнего отдела	15,4	0,8060	144	149	167	208	223	56,0	8	64	28
Калинская нижнего отдела	9,3	0,7866	144	149	169	206	220	51,9	10	48	42
Кара-чухурская верхнего отдела	11,6	—	144	149	165	189	203	53,0	15	45	40
Кара-чухурская нижнего отдела	9,1	—	145	150	170	195	203	59,0	24	28	48
Балаханская масляная	11,6	0,7975	143	149	165	189	200	56,0	14	56	30
Балаханская тяжелая	6,4	0,7990	146	149	163	184	198	53,0	14	62	24
Бузовнинская	4,1	0,8084	145	149	164	189	202	58,0	3	74	23
Зыринская	9,6	0,7776	142	148	169	189	203	35,6	20	29	51
Гоусанская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Биби-эйбатская верхнего отдела	13,0	0,7933	145	149	163	185	195	50,8	12	59	29
Биби-эйбатская парафинистая	11,0	0,7942	143	149	160	182	196	50,1	20	36	44
Карадагская масляная	7,9	0,8112	145	—	—	—	205	56,3	10	78	12
Карадагская парафинистая	9,1	0,7861	148	149	168	195	206	35,8	—	—	—
Бинагадинская	7,6	0,8080	145	150	107	199	210	49,9	12	58	30

12. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число	Содержание углеводородов, %			Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%		ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Сураханская отборная	37,5	0,8230	181	200	247	290	300	<20	16	41	43	0,03
Сураханская масляная	29,0	0,8350	178	192	235	275	300	35,8	29	55	16	0,08
Калинская верхнего отдела	37,4	0,8358	153	180	238	303	305	30,6	16	50	34	0,02
Калинская нижнего отдела	29,7	0,8356	150	180	240	285	300	34,0	18	45	37	0,11
Кара-чухурская верхнего отдела	35,4	—	185	—	—	—	300	<20	19	46	35	0,03
Кара-чухурская нижнего отдела	28,5	—	170	—	—	—	300	31,2	28	43	29	0,05
Балаханская масляная	26,7	0,830[illegible]	151	181	232	280	310	35,7	19	51	30	0,06
Балаханская тяжелая	24,3	0,853[illegible]	180	200	250	272	295	46,5	26	64	10	0,10
Бузовнинская	28,5	—	—	—	—	—	—	40,9	—	—	—	0,17
Зыринская	32,2	0,8193	157	174	242	297	315	20,0	19	36	45	0,07
Гоусанская	27,3	0,8259	180	194	240	275	—	25,6	18	37	45	0,08
Биби-эйбатская верхнего отдела	29,0	0,8524	167	—	—	—	300	39,0	23	51	26	0,09
Биби-эйбатская парафинистая	24,3	0,8500	174	—	—	—	300	41,0	26	52	22	0,09
Карадагская масляная	25,5	0,8517	180	—	—	—	300	45,4	22	66	12	0,09
Карадагская парафинистая	25,3	0,8490	160	175	217	242	276	26,7	18	25	57	0,10
Бинагадинская	26,2	—	175	—	—	—	300	41,0	29	54	17	0,10
Карадагский конденсат	48,6	0,8045	166	179	213	270	293	24,0	16	27	57	—

13. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %
			10%	50%	90%	98%			застывания	помутнения	вспышки	
Сураханская отборная нефть												
220—360	40,8	52,0	240	282	350	—	0,8470	6,00	—16	—	91	0,04
Сураханская масляная нефть												
200—350	30,0	39,0	232	267	324	350	0,8640	5,09	<—45	—	94	0,16
Калинская нефть верхнего отдела												
220—360	37,2	46,0	235	278	350	—	0,8593	5,81	—42	<—35	88	0,14
Калинская нефть нижнего отдела												
220—350	33,4	47,0	237	275	335	350	0,8650	6,10	—46	То же	90	0,18
Кара-чухурская нефть верхнего отдела												
210—360	45,6	47,0	238	282	347	—	0,8411	6,46	—10	—5	90	0,04
Кара-чухурская нефть нижнего отдела												
210—360	36,8	49,0	238	286	350	—	0,8660	6,00	—12	—	96	0,07
Балаханская масляная нефть												
200—350	33,1	45,0	230	272	335	350	0,8550	6,02	<—45	<—35	86	0,07
Балаханская тяжелая нефть												
210—340	30,2	38,0	237	275	321	335	0,8684	6,46	То же	—	100	0,15
Бузовнинская нефть												
220—350	29,3	40,0	236	276	326	346	0,8617	6,01	»	<—35	97	0,19
Зыринская нефть												
220—360	33,4	54,0	240	287	340	352	0,8436	5,61	—	—10	100	0,09
Гоусанская нефть												
170—360	39,8	50,0	203	270	346	355	0,8419	4,62	—12	<—5	60	0,10
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела												
215—350	28,3	43,0	225	265	355	350	0,8663	5,90	<—45	—	—	0,16
210—360	34,4	40,6	230	270	338	355	0,8681	5,80	То же	<—35	90	0,16
Биби-эйбатская парафинистая нефть												
150—350	45,9	46,0	200	259	330	348	0,8571	4,35	—46	—24	87	0,07
200—350	35,8	47,0	244	281	335	349	0,8718	6,29	—30	—22	91	0,09
240—350	26,6	—	270	293	340	350	0,8772	7,97	—26	—18	—	0,12

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) %	Цетановое число	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %
			10%	50%	90%	98%			застывания	помутнения	вспышки	
Карадагская масляная нефть												
210—340	30,0	40,0	220	275	315	325	0,8675	4,30	<—45	—	90	0,10
210—360	32,0	41,0	228	281	345	—	0,8726	5,50	—36	—	95	0,11
Карадагская парафинистая нефть												
220—340	33,8	50,4	230	269	314	329	0,8300	4,70	—12	—5	—	0,06
Бинагадинская нефть												
150—350	41,5	41,6	216	280	337	345	0,8823	5,15	<—65	<—60	—	0,16
200—350	33,6	44,0	245	293	340	348	0,8942	7,19	То же	То же	—	0,17
240—350	26,4	—	280	307	343	350	0,9041	12,44	—62	—58	—	—
Карадагский конденсат												
200—340	49,7	55,5	230	260	330	—	0,8353	4,54	—15	—5	60	—

14. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Сураханская отборная	220—360	19	20	61
Сураханская масляная	200—350	37	45	18
Калинская верхнего отдела	210—360	28	34	38
Калинская нижнего отдела	210—350	30	31	39
Кара-чухурская верхнего отдела	210—350	25	15	60
Кара-чухурская нижнего отдела	210—360	32	17	61
Балаханская масляная	200—350	21	40	39
Балаханская тяжелая	210—340	35	53	12
Бузовнинская	220—350	20	59	20
Зыринская	220—360	19	27	54
Гоусанская	170—360	20	32	48
Биби-эйбатская верхнего отдела	210—360	28	30	42
Биби-эйбатская парафинистая	150—350	22	55	23
	200—350	24	51	25
	240—350	27	41	32
Карадагская масляная	210—340	25	50	25
	210—360	29	40	31
Карадагская парафинистая	220—340	19	20	61
Бинагадинская	150—350	27	64	9
	200—350	30	60	10
	240—350	32	55	13
Карадагский конденсат	200—340	16	24	60

15. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание парафина, %	Содержание парафино нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание смолистых веществ, %
									I группа	II и III группы	IV группа	
Сураханская отборная	350—420	6,6	0,8690	6,40	—	0	7,2	80	9	5	5	1
	420—500	14,9	0,8890	12,00	6,00	15	10,1	79	10	5	5	1
Сураханская масляная	350—420	13,5	0,8960	8,44	2,83	—42	0,1	67	10	13	8	2
	420—500	21,3	0,9263	70,15	10,25	—28	1,3	55	19	14	7	5
Калинская верхнего отдела	350—420	8,6	0,8946	9,51	3,05	<—18	0,4	70	13	9	7	1
	420—500	13,6	0,9179	39,86	7,93	12	4,4	68	12	9	9	2
Калинская нижнего отдела	350—420	9,7	0,8902	8,49	2,90	—3	1,4	72	11	10	6	1
	420—500	17,0	0,9183	39,01	7,39	17	4,1	59	15	11	10	5
Кара-чухурская верхнего отдела	350—420	17,6	0,8645	9,47	3,17	11	4,5	85	7	4	3	1
	420—500	20,3	0,8985	52,09	9,91	27	14,8	79	10	4	5	2
Кара-чухурская нижнего отдела	350—420	10,3	0,8651	6,71	2,26	13	8,0	79	7	8	5	1
	420—500	18,7	0,8997	—	5,24	35	15,0	68	9	11	8	4
Балаханская масляная	350—420	7,5	0,8910	9,90	—	<—20	0,7	73	10	6	5	6
	420—500	15,0	0,9125	—	13,50	То же	1,6	65	8	7	10	10
Балаханская тяжелая	350—420	9,0	0,9266	18,71	4,48	<—40	0,5	53	16	16	14	1
	420—500	26,1	0,9439	—	12,68	—27	1,4	53	16	15	8	8
Бузовнинская	350—420	12,0	0,8910	12,00	—	<—18	0,3	61	13	11	10	5
	420—500	14,2	0,9293	14,17	11,34	—20	1,3	58	17	9	7	9
Зыринская	350—420	11,9	0,8841	10,61	3,35	20	17,0	67	13	13	6	1
	420—500	20,0	0,9220	36,84	7,68	37	22,0	63	18	8	9	2
Гоусанская	350—420	11,7	0,8876	12,27	3,70	17	12,4	69	14	8	8	1
	420—500	13,1	0,9197	36,97	7,44	31	15,2	62	19	7	9	3
Биби-эйбатская верхнего отдела	350—420	11,5	0,8890	6,54	—	—42	0,6	71	10	9	9	1
	420—500	17,9	0,9236	—	8,93	—22	1,1	57	17	11	11	4
Биби-эйбатская парафинистая	350—420	13,7	0,9029	10,55	—	0	0,4	65	12	10	11	2
	420—500	16,4	0,9164	—	6,63	18	3,9	62	13	10	11	4
Карадагская масляная	350—420	14,5	0,9079	12,00	3,66	—14	1,1	65	11	13	10	1
	420—500	19,0	0,9296	—	8,29	14	3,3	54	23	10	10	3
Карадагская парафинистая	350—420	14,6	0,8613	8,91	3,17	24	19,8	78	7	8	5	2
	420—500	16,4	0,9040	32,86	6,83	40	39,4	75	11	7	5	2
Бинагадинская	350—420	11,9	0,9231	14,26	3,78	—46	0,6	54	17	13	13	3
	420—500	21,6	0,9396	46,46	7,56	—26	0,9	31	36	16	13	4

16. Характеристика остатков

Остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Сураханская отборная нефть							
Остаток выше 350 °С	39,0	0,9025	2,55	20	218	0,13	1,50
» 500 °С	15,0	0,9542	7,67	30	308	0,26	4,50
Сураханская масляная нефть							
Остаток выше 350 °С	58,6	0,9270	2,60	<—20	202	0,39	4,00
» 500 °С	23,3	0,9524	20,99	19	292	0,45	11,00
Калинская нефть верхнего отдела							
Остаток выше 360 °С	41,6	0,9300	3,00	2	226	0,32	3,84
» 500 °С	19,3	0,9850	20,20	16	304	0,39	8,34
Калинская нефть нижнего отдела							
Остаток выше 350 °С	53,0	0,9320	3,10	4	220	0,32	5,00
» 500 °С	28,2	0,9817	13,56	26	294	0,40	9,80
Кара-чухурская нефть верхнего отдела							
Остаток выше 350 °С	34,1	0,9040	2,45	30	250	0,30	1,60
» 450 °С	24,9	0,9150	3,08	40	270	0,40	4,86
Кара-чухурская нефть нижнего отдела							
Остаток выше 360 °С	49,8	0,9330	3,45	34	232	0,32	3,50
» 500 °С	20,6	0,9689	25,70	50	—	0,41	8,50
Балаханская масляная нефть							
Остаток выше 350 °С	48,6	0,9160	4,00	<—18	215	0,13	2,33
» 500 °С	17,8	0,9542	42,30	20	312	0,19	4,66
Балаханская тяжелая нефть							
Остаток выше 340 °С	59,9	0,9450	3,80	<—18	222	0,40	5,00
» 500 °С	24,8	0,9926	18,40	17	314	—	11,40

Остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле		
Бузовнинская нефть							
Остаток выше 350 °С	64,0	0,9290	4,15	—14	225	0,36	5,20
» 500 °С	33,9	0,9770	—	30	297	0,41	9,62
Зыринская нефть							
Остаток выше 360 °С	53,2	0,9324	2,29	35	205	0,45	3,26
» 500 °С	21,3	0,9565	10,90	48	307	—	5,09
Гоусанская нефть							
Остаток выше 360 °С	42,3	0,9422	3,98	32	225	0,40	5,11
» 470 °С	19,0	0,9851	—	—	332	0,47	10,48
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела							
Остаток выше 360 °С	49	0,9320	4,14	—19	200	0,37	4,00
» 500 °С	19,1	0,9697	13,13	32*	324	0,53	10,60
Биби-эйбатская парафинистая нефть							
Остаток выше 350 °С	53,5	0,9340	4,84	13	196	0,32	4,10
» 500 °С	22,0	0,9725	17,80	23,5*	310	0,41	8,50
Карадагская масляная нефть							
Остаток выше 350 °С	60,0	0,9377	2,85	—16	194	0,36	3,80
» 500 °С	30,4	0,9741	—	21,8*	300	0,45	9,94
Карадагская парафинистая нефть							
Остаток выше 340 °С	46,9	0,9176	2,26	36	225	0,28	2,64
» 500 °С	15,6	0,9485	12,93	52	305	0,35	6,98
Бинагадинская нефть							
Остаток выше 350 °С	54,0	0,9500	3,73	—17	203	0,43	5,5
» 500 °С	19,5	0,9945	Не течет	19	298	0,49	11,4

* Температура размягчения.

17. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
Сураханская отборная нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	6,6	0,8690	—	6,40	—	—	0
Парафино-нафтеновые углеводороды	80,3	5,3	0,8582	1,4708	13,87	4,14	0,8006	10
I группа ароматических углеводородов	9,3	0,6	0,9229	1,5098	26,32	5,48	0,8447	—9
II и III группы ароматических углеводородов	4,4	0,3	0,9876	1,5518	40,08	7,31	0,9621	—5
IV группа ароматических углеводородов	5,4	0,3	1,0319	1,5993	25,00	8,68	1,0217	2
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,6	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	14,9	0,8890	—	12,00	6,00	—	15
Парафино-нафтеновые углеводороды	79,1	11,7	0,8680	—	34,55	5,76	0,8050	23
I группа ароматических углеводородов	10,0	1,5	0,9151	1,5044	59,59	9,63	0,8622	13
II и III группы ароматических углеводородов	4,7	0,7	0,9851	1,5790	206,8	27,81	0,9390	—5
IV группа ароматических углеводородов	5,5	0,8	1,0120	1,5980	120,0	27,00	0,9755	10
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0,2	—	—	—	—	—	—
Сураханская масляная нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	13,5	0,8960	—	8,44	2,83	—	—42
Парафино-нафтеновые углеводороды	67,0	9,0	0,8619	1,4730	8,42	2,90	0,8432	—80
I группа ароматических углеводородов	9,8	1,3	0,9173	1,5085	11,99	3,27	0,8821	—60
II и III группы ароматических углеводородов	12,7	1,7	0,9793	1,5572	14,63	3,54	0,9640	—40
IV группа ароматических углеводородов	7,9	1,1	1,0405	1,6130	22,31	4,12	1,0430	—20
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,6	0,4	—	—	—	—	—	—

Фракция 420—500 °С	100,0	21,3	0,9263	—	70,15	10,25	—	—28
Парафино-нафтеновые углеводороды	54,7	11,7	0,8859	1,4848	44,13	8,42	0,8252	0
I группа ароматических углеводородов	19,0	4,0	0,9258	1,5012	76,26	10,66	0,8745	—28
II и III группы ароматических углеводородов	14,2	3,0	0,9962	1,5572	—	14,27	0,9648	—16
IV группа ароматических углеводородов	7,3	1,6	1,0494	1,6120	—	—	—	4
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,8	1,0	—	—	—	—	—	—
Калинская нефть верхнего отдела								
Фракция 350—420 °С	100,0	8,6	0,8946	—	9,51	3,05	—	<—18
Парафино-нафтеновые углеводороды	70,5	6,0	0,8587	1,4680	8,63	2,56	0,8095	—15
I группа ароматических углеводородов	12,5	1,1	0,9274	1,5090	13,39	6,10	0,8945	—17
II и III группы ароматических углеводородов	9,1	0,8	0,9898	1,5574	18,73	6,46	0,9757	<—18
IV группа ароматических углеводородов	7,0	0,6	1,0372	1,5990	21,96	7,32	1,0302	То же
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,9	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	13,6	0,9179	—	39,86	7,93	—	12
Парафино-нафтеновые углеводороды	67,6	9,2	0,8792	1,4780	23,38	5,43	0,8218	16
I группа ароматических углеводородов	12,4	1,7	0,9294	1,5100	43,15	8,34	0,8843	—17
II и III группы ароматических углеводородов	8,7	1,2	0,9970	1,5670	129,3	12,29	0,9679	—7
IV группа ароматических углеводородов	9,4	1,3	1,0440	1,6035	281,6	20,49	1,0232	10
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,9	0,2	—	—	—	—	—	—
Калинская нефть нижнего отдела								
Фракция 350—420 °С	100,0	9,7	0,8902	—	8,49	2,90	—	—3
Парафино-нафтеновые углеводороды	72,5	7,0	0,8532	1,4674	7,61	2,70	0,8010	0
I группа ароматических углеводородов	11,4	1,1	0,9265	1,5166	10,77	3,18	0,8948	<—18
II и III группы ароматических углеводородов	10,0	1,0	0,9916	1,5692	13,54	3,36	0,9813	—12

Продолжение табл. 17

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
IV группа ароматических углеводородов	5,5	0,5	1,0025	1,6004	17,45	4,00	0,9930	<—18
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,6	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	17,0	0,9183	—	39,01	7,39	—	17
Парафино-нафтеновые углеводороды	59,0	10,0	0,8599	1,4780	21,74	5,49	0,8733	19
I группа ароматических углеводородов	15,2	2,6	0,9349	1,5075	40,33	6,83	0,8937	6
II и III группы ароматических углеводородов	10,5	1,8	0,9981	1,5590	79,07	8,78	0,9749	—17
IV группа ароматических углеводородов	10,3	1,7	1,0335	1,6060	—	—	1,0228	1
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,0	0,9	—	—	—	—	—	—
Кара-чухурская нефть верхнего отдела								
Фракция 350—420 °С	100,0	12,6	0,8645	—	9,27	3,17	—	11
Парафино-нафтеновые углеводороды	85,0	15,0	0,8468	1,4668	8,54	3,05	0,7906	14
I группа ароматических углеводородов	6,6	1,1	0,9165	1,5086	14,15	3,30	0,8828	1
I и III группы ароматических углеводородов	3,9	0,8	0,9819	1,5561	16,75	3,75	0,9660	—15
IV группа ароматических углеводородов	3,6	0,6	1,0426	1,6120	—	3,93	1,0458	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,9	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	20,3	0,8995	—	52,09	9,91	—	27
Парафино-нафтеновые углеводороды	78,5	15,9	0,8778	1,4581	39,28	8,42	0,8134	30
I группа ароматических углеводородов	10,4	2,1	0,9299	1,5080	99,78	13,61	0,8750	19
II и III группы ароматических углеводородов	3,6	0,7	0,9979	1,5462	—	—	—	2

IV группа ароматических углеводородов	4,5	0,9	1,0575	1,5990	—	26,27	1,0357	23
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,0	0,7	—	—	—	—	—	—
Кара-чухурская нефть нижнего отдела								
Фракция 350—420 °С	100,0	10,3	0,8651	—	6,71	2,26	—	13
Парафино-нафтеновые углеводороды	78,9	8,1	0,8410	1,4690	6,16	2,44	0,7867	18
I группа ароматических углеводородов	7,0	0,7	0,9380	1,5200	10,98	3,30	0,9103	—12
II и III группы ароматических углеводородов	8,2	0,8	0,9877	1,5600	16,27	3,75	0,9743	<—18
IV группа ароматических углеводородов	5,4	0,6	1,0407	1,6120	—	3,93	1,0443	—17
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,5	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	18,7	0,8992	—	—	5,24	—	35
Парафино-нафтеновые углеводороды	67,7	12,6	0,8711	—	14,52	4,43	0,8174	35
I группа ароматических углеводородов	9,0	1,7	0,9423	—	—	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	10,6	2,0	0,9900	1,5540	64,27	8,41	0,9948	—17
IV группа ароматических углеводородов	8,1	1,5	1,0480	1,6150	221,3	16,27	1,0171	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,6	0,9	—	—	—	—	—	—
Балаханская масляная нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	7,5	0,8910	—	9,90	—	—	<—20
Парафино-нафтеновые углеводороды	73,2	5,5	0,8657	1,4820	10,05	3,30	0,8145	—56
I группа ароматических углеводородов	9,9	0,7	0,9272	1,5110	15,42	3,75	0,8938	—54
II и III группы ароматических углеводородов	5,8	0,4	0,9922	1,5440	18,16	3,53	0,9813	—34
IV группа ароматических углеводородов	5,1	0,4	1,0445	1,6173	22,81	4,15	1,0440	—21
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,0	0,5	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 17

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
Фракция 420 – 500 °С	100,0	15,0	0,9125	—	—	13,50	—	<—20
Парафино-нафтеновые углеводороды	65,2	9,8	0,8857	1,4850	37,76	7,36	0,8275	—25
I группа ароматических углеводородов	7,6	1,1	0,9259	1,5008	38,82	7,83	0,8800	—38
II и III группы ароматических углеводородов	7,0	1,1	1,0019	1,5430	34,16	4,03	0,9908	—25
IV группа ароматических углеводородов	10,1	1,5	1,0396	1,6130	122,7	9,39	1,0294	5
Концентрат смолистых и сернистых соединений	10,1	1,5	—	—	—	—	—	—
Балаханская тяжелая нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	9,0	0,9266	—	18,71	4,48	—	<—40
Парафино-нафтеновые углеводороды	53,0	4,8	0,8839	1,4830	14,70	3,91	0,8357	—44
I группа ароматических углеводородов	15,9	1,4	0,9291	1,5123	20,55	4,27	0,8947	—35
II и III группы ароматических углеводородов	15,9	1,4	0,9589	1,5395	18,26	4,03	0,9349	—34
IV группа ароматических углеводородов	14,1	1,3	1,0434	1,6120	24,20	4,63	1,0410	—27
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,1	0,1	—	—	—	—	—	—
Фракция 420 – 500 °С	100,0	26,1	0,9439	—	—	12,68	—	—27
Парафино-нафтеновые углеводороды	52,5	13,7	0,8966	1,4868	80,55	11,22	0,8349	—27
I группа ароматических углеводородов	15,5	4,1	0,9282	1,5022	102,1	12,19	0,8758	—30
II и III группы ароматических углеводородов	14,6	3,8	0,9860	1,5488	59,68	14,01	0,9448	—28
IV группа ароматических углеводородов	8,1	2,1	1,0380	1,6100	111,4	21,00	1,0134	6
Концентрат смолистых и сернистых соединений	9,3	2,4	—	—	—	—	—	—

Бузовнинская нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	12,0	0,8910	—	12,00	—	—	<—18
Парафино-нафтеновые углеводороды	61,2	7,3	0,8704	1,4748	10,40	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	13,1	1,6	0,9200	1,5102	—	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	10,4	1,3	0,9900	1,5713	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	10,1	1,2	1,0560	1,6286	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,2	0,6	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	14,2	0,9293	—	14,17	11,34	—	—20
Парафино-нафтеновые углеводороды	58,3	8,3	0,8807	1,4814	21,40	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	17,5	2,5	0,9452	1,5143	40,40	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	9,3	1,3	—	1,5628	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	7,1	1,0	—	1,6102	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,8	1,1	—	—	—	—	—	—
Зыринская нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	11,2	0,8841	—	10,61	3,35	—	20
Парафино-нафтеновые углеводороды	67,0	7,9	0,8648	1,4690	8,54	3,07	0,8140	23
I группа ароматических углеводородов	12,7	1,5	0,9190	1,5100	13,05	3,70	0,8829	7
II и III группы ароматических углеводородов	12,5	1,5	0,9854	1,5635	18,05	3,90	0,9707	—
IV группа ароматических углеводородов	6,5	0,8	1,0203	1,5937	21,94	4,36	1,0288	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,3	0,2	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	20,0	0,9220	—	36,84	7,68	—	37
Парафино-нафтеновые углеводороды	62,5	12,5	0,8805	1,4850	22,42	6,10	0,8238	42
I группа ароматических углеводородов	17,5	3,5	0,9295	1,5035	41,23	8,05	0,8843	33
II и III группы ароматических углеводородов	8,0	1,6	0,9871	1,5595	134,56	12,22	0,9546	—

Продолжение табл. 17

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
IV группа ароматических углеводородов	9,0	1,8	1,0370	1,5980	—	27,03	1,0183	3
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,0	0,6	—	—	—	—	—	—
Гоусанская нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	11,7	0,8876	—	12,27	3,70	—	17
Парафино-нафтеновые углеводороды	69,0	8,1	0,8540	1,4700	9,20	3,19	0,8559	21
I группа ароматических углеводородов	14,0	1,6	0,9255	1,5135	16,35	4,17	0,8889	3
II и III группы ароматических углеводородов	7,8	0,9	0,9841	1,5550	32,56	5,14	0,9639	10
IV группа ароматических углеводородов	8,0	0,9	1,0508	1,6110	—	12,13	1,0392	14
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,2	0,2	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	13,1	0,9197	—	36,97	7,44	—	—31
Парафино-нафтеновые углеводороды	62,0	8,2	0,8789	1,4780	17,39	5,00	0,8000	32
I группа ароматических углеводородов	19,4	2,6	0,9333	1,5040	32,21	6,76	0,8918	20
II и III группы ароматических углеводородов	6,8	0,9	0,9843	1,5560	29,58	5,21	0,9568	0
IV группа ароматических углеводородов	8,8	1,2	1,0526	1,6120	—	—	—	5
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,0	0,2	—	—	—	—	—	—
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела								
Фракция 350—420 °С	100,0	13,7	0,9029	—	10,55	—	—	0
Парафино-нафтеновые углеводороды	70,8	9,3	0,8590	1,4684	6,23	2,25	0,8119	—54
I группа ароматических углеводородов	9,7	1,3	0,9182	1,5151	8,57	2,74	0,8884	—64

II и III группы ароматических углеводородов	9,2	1,2	0,9744	1,5582	10,28	2,80	0,9612	—47
IV группа ароматических углеводородов	9,3	1,2	1,0321	1,6132	12,99	2,90	1,0380	—34
Фракция 420—500 °С	100,0	16,4	0,9164	—	—	6,63	—	18
Парафино-нафтеновые углеводороды	56,8	10,1	0,8960	1,4840	37,27	7,32	0,8334	—
I группа ароматических углеводородов	9,9	2,3	0,9262	1,5096	51,99	8,54	0,8789	21
II и III группы ароматических углеводородов	11,2	2,0	0,9940	1,5590	131,72	12,30	0,9640	—26
IV группа ароматических углеводородов	16,7	1,9	1,0931	1,6149	458,32	16,10	1,0393	1
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,4	2,0	—	—	—	—	—	—
Биби-эйбатская парафинистая нефть								
Фракция 350—420 °С	100	13,7	0,9029	—	10,55	—	—	0
Парафино-нафтеновые углеводороды	65,2	12,4	0,8624	1,4716	9,09	3,10	0,8110	5
I группа ароматических углеводородов	11,6	0,4	0,9346	1,5194	14,93	3,56	0,9046	—24
II и III группы ароматических углеводородов	10,0	0,4	0,9945	1,5606	21,49	3,63	0,9837	—34
IV группа ароматических углеводородов	11,5	0,4	1,0327	1,6124	24,73	4,50	1,0317	—20
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,7	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100	16,7	0,9164	—	—	6,63	—	18
Парафино-нафтеновые углеводороды	62,0	10,4	0,8651	1,4753	12,54	3,83	0,8110	19
I группа ароматических углеводородов	13,3	2,2	0,9396	1,5080	34,18	6,40	0,9018	0
II и III группы ароматических углеводородов	10,6	1,8	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	11,0	1,9	1,0453	1,6138	207,4	13,52	1,0323	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,1	0,5	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 1

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
Карадагская масляная нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	14,5	0,9079	—	12,00	3,66	—	—14
Парафино-нафтеновые углеводороды	65,2	9,4	0,8737	1,4770	11,34	3,49	0,8200	—4
I группа ароматических углеводородов	10,7	1,6	0,9247	1,5100	17,08	4,15	0,8787	—31
II и III группы ароматических углеводородов	13,0	1,9	0,9795	1,5535	21,35	4,46	0,9618	—30
IV группа ароматических углеводородов	9,8	1,4	1,0510	1,6085	57,02	7,61	1,0285	—17
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,3	0,2	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	19,1	0,9296	—	—	8,29	—	14
Парафино-нафтеновые углеводороды	53,7	10,2	0,8957	1,4865	56,17	9,63	0,8366	16
I группа ароматических углеводородов	25,0	4,4	0,9226	1,5120	86,88	11,80	0,8672	—7
II и III группы ароматических углеводородов	10,0	1,9	1,0020	1,6580	—	20,91	0,9643	—9
IV группа ароматических углеводородов	9,8	1,9	1,0560	1,6127	526,27	31,41	1,0324	15
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,5	0,7	—	—	—	—	—	—
Карадагская парафинистая нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	14,6	0,8613	—	8,91	3,17	—	24
Парафино-нафтеновые углеводороды	78,2	11,5	0,8493	1,4735	7,52	3,15	0,7938	28
I группа ароматических углеводородов	7,3	1,1	0,9278	1,5100	16,65	4,02	0,8938	10
II и III группы ароматических углеводородов	7,6	1,1	0,9670	1,5510	21,25	4,52	0,9436	6
IV группа ароматических углеводородов	5,6	0,8	1,0356	1,6100	29,78	5,23	1,0334	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,3	0,2	—	—	—	—	—	—

Фракция 420—500 °С	100,0	16,4	0,9040	—	32,86	6,83	—	40
Парафино-нафтеновые углеводороды	75,0	13,3	0,8802	1,4875	23,96	6,74	0,8215	43
I группа ароматических углеводородов	11,6	1,9	0,9131	1,5050	41,40	8,54	0,8612	36
II и III группы ароматических углеводородов	6,8	1,1	0,9765	1,5500	125,31	13,17	0,9389	7
IV группа ароматических углеводородов	4,6	0,8	1,0486	1,6095	—	40,38	1,0179	32
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	0,3	—	—	—	—	—	—
Бинагадинская нефть								
Фракция 350—420 °С	100,0	11,9	0,9231	—	14,26	3,78	—	—46
Парафино-нафтеновые углеводороды	54,7	6,5	0,8790	1,4775	10,44	3,29	0,8324	—60
I группа ароматических углеводородов	16,6	2,0	0,9271	1,5085	14,53	3,95	0,8853	—43
II и III группы ароматических углеводородов	13,7	1,6	0,9653	1,5530	17,23	4,03	0,9557	—35
IV группа ароматических углеводородов	13,2	1,6	1,0327	1,6125	24,93	4,34	1,0277	—21
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,8	0,2	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	21,6	0,9396	—	46,46	7,56	—	—26
Парафино-нафтеновые углеводороды	30,8	6,0	0,8950	1,4870	45,50	2,17	0,8381	—44
I группа ароматических углеводородов	35,8	7,9	0,9186	1,5005	57,12	3,85	0,8544	—35
II и III группы ароматических углеводородов	16,0	3,1	0,9955	1,5602	87,12	12,15	0,9534	—22
IV группа ароматических углеводородов	13,8	2,6	1,0562	1,6115	—	—	—	—2
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,6	0,7	—	—	—	—	—	—

18. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел и их компонентов

Масло	Содержание масла, %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле
Сураханская отборная нефть											
Среднее индустриальное	9,3	0,8891	27,30	6,00	—	82	0,8283	0,02	0,22	20	210
АК-10	9,7	0,8961	52,50	10,00	—	85	0,8345	0,05	0,18	24	225
МК-22	7,2	0,9054	—	22,00	8,6	91	0,8210	0,04	—	—22	—
Сураханская масляная нефть											
Среднее индустриальное	6,9	0,9137	27,40	—	—	55	0,8686	0,04	0,57	—36	215
АК-10	7,1	0,9219	60,00	9,90	6,1	44	0,8674	0,12	0,48	—25	230
Калинская нефть верхнего отдела											
Среднее индустриальное	6,5	0,9065	26,80	—	—	63	0,8560	0,01	0,35	22	201
АК-10	5,5	0,9115	—	10,25	—	53	0,8560	0,06	0,37	21	230
Компонент масла МС-24	7,5	0,9017	—	23,00	8,6	75	0,8370	0,46	—	—14	—
Калинская нефть нижнего отдела											
Среднее индустриальное	6,5	0,9055	27,70	—	—	68	0,8540	0,02	0,31	3	210
АК-10	6,5	0,9158	—	10,30	—	55	0,8565	0,07	0,38	23	229
Кара-чухурская нефть верхнего отдела											
Легкое индустриальное	9,5	0,8826	—	6,66	—	—	—	—	—	33	—
АС-9,5	2,4	0,8952	59,58	9,50	6,3	—	—	—	—	<—20	—
МС-20	4,2	0,9088	—	21,26	8,5	72	0,8412	0,12	—	То же	—
Кара-чухурская нефть нижнего отдела											
Легкое индустриальное	8,6	0,8918	8,51	—	—	—	—	—	—	—7	—
АС-9,5	10,8	0,9041	56,78	9,43	6,0	62	—	—	—	—23	—
Компонент масла МС-24	3,2	0,9026	—	35,60	9,6	37	0,8252	0,53	—	—16	—

Балаханская масляная нефть											
Среднее индустриальное	7,0	0,9012	27,50	—	—	58	0,8550	0,10	0,26	—32	210
АС-9,5	12,0	0,8420	66,00	10,20	6,3	62	0,8450	0,20	0,20	<—20	222
Деасфальтизат	7,1	0,9240	—	66,20	—	—	—	2,55	1,20	—26	236
Балаханская тяжелая нефть											
Среднее индустриальное	8,2	0,9250	27,80	—	—	8	0,8859	0,20	0,30	—34	200
АК-10	8,9	0,9315	43,50	10,05	7,9	—5	0,8825	0,35	0,55	—26	225
МС-24	9,9	0,9079	—	26,28	9,0	—	0,8361	0,30	—	2	—
Бузовнинская нефть											
Среднее индустриальное	8,0	0,9100	28,10	—	—	32	0,8640	0,05	—	—40	197
Трансформаторное	18,0	0,8900	8,80	25,00 (ν_{20})	—	—	—	—	0,02	—53	150
АС-10	6,0	0,9117	70,50	10,41	6,78	70	0,8431	0,20	0,20	<—19	226
Деасфальтизат	6,0	0,9349	—	73,21	—	—	—	2,1	0,50	34	246
Зыринская нефть											
Трансформаторное	13,8	0,8930	9,17	—	—	—	—	0,09	—	—47	156
АС-10	12,7	0,9030	70,60	10,70	6,73	70	0,8372	0,12	0,27	—24	220
МС-24	3,3	0,9170	252,6	28,00	9,00	—	0,8376	0,45	—	—19	266
Гоусанская нефть											
Среднее индустриальное	15,4	0,9204	67,11	9,56	7,00	29	0,8695	0,12	0,41	—15	—
АС-10	10,6	0,9100	70,00	10,46	6,62	70	0,8400	0,20	0,21	—21	222
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела											
Среднее индустриальное	5,3	0,9157	28,50	—	—	55	—	0,06	1,71	—37	195
АК-10	10,5	0,9201	—	10,00	6,40	42	0,8658	0,02	0,98	—27	220
Дизельное	9,2	0,9151	111,47	15,04	7,40	59	0,8553	0,46	—	—14	219
Биби-эйбатская парафинистая нефть											
Легкое индустриальное	6,8	0,8925	7,99	—	—	—	—	0,10	0,30	—4	194
АС-9,5	9,2	0,9105	62,80	9,91	6,30	65	0,8520	0,15	0,04	—21	224
Остаточный компонент	4,9	0,8950	154,43	20,24	7,60	83	0,8225	0,10	0,06	—20	234

Продолжение табл. 18

Масло	Содержание масла, %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИБ	ВВК	Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле
Карадагская масляная нефть											
Среднее индустриальное	6,0	0,9168	28,47	—	—	25	0,8751	—	0,57	—19	—
Масло АК-10	5,4	0,9247	70,33	9,66	7,3	17	0,8731	—	0,36	—30	—
Остаточный компонент	6,3	0,9087	—	29,40	9,5	—	0,8534	0,30	—	—20	—
Карадагская парафинистая нефть											
Среднее индустриальное	18,4	0,8770	19,20	4,85	—	—	—	—	—	—29	—
АС-9,5	3,4	0,9000	58,54	10,46	5,6	77	0,8410	0,10	0,14	—22	234
Остаточное МС-20	3,3	0,9040	154,00	21,30	7,2	—	0,8345	0,23	0,31	—19	285
Бинагадинская нефть											
Среднее индустриальное	7,7	0,9258	38,30	—	—	13	0,8821	0,01	0,46	—40	195
АС-9,5	11,5	0,9098	65,85	10,00	6,58	43	0,8362	0,19	0,07	<—20	220
Остаточный компонент	3,7	0,9137	—	32,00	—	—	0,8418	0,43	—	—14	—

19. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, % асфальтенов	Содержание, % смол силикагелевых	Содержание, % парафина	2,5П	А+$С_С$	А+$С_С$—2,5П
Сураханская отборная*	—	2,0	4,60	11,50	2,00	—9,50
Сураханская масляная	—	9,0	0,96	2,40	9,00	6,60
Калинская верхнего отдела	—	4,6	1,60	4,00	4,60	0,60
Калинская нижнего отдела	0,10	8,6	2,70	6,75	8,70	1,95
Кара-чухурская верхнего отдела*	—	2,0	6,00	15,00	2,00	—13,00
Кара-чухурская нижнего отдела*	0,02	5,6	5,00	12,50	5,62	—6,88
Балаханская масляная	0,01	8,0	0,74	1,85	8,01	6,16

Балаханская тяжелая	0,80	14,0	0,62	1,55	14,80	13,25
Бузовнинская	0,14	11,0	0,75	1,87	11,14	9,27
Зыринская*	0,03	7,1	9,60	24,00	7,13	—16,87
Гоусанская*	0,05	9,6	6,33	15,83	9,65	—6,18
Биби-эйбатская верхнего отдела	0,12	6,5	0,76	1,90	6,62	4,72
Биби-эйбатская парафинистая	0,19	11,0	2,09	5,22	11,19	5,97
Карадагская масляная	0,02	10,1	0,52	1,30	10,12	8,82
Карадагская парафинистая*	0,13	5,0	13,8	34,50	5,13	—29,37
Бинагадинская	0,10	10,3	0,63	1,57	10,40	8,83

* Из этих нефтей нельзя получить дорожные битумы.

20. Разгонка (ИТК) сураханской отборной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—96	2,43	2,43	0,7296	93	—	—	—	—
2	96—118	3,06	5,49	0,7510	100	—	—	—	—
3	118—136	2,86	8,35	0,7695	110	—	—	—	—
4	136—154	3,23	11,58	0,7845	120	—	—	—	—
5	154—166	2,56	14,14	0,7975	130	—	—	—	—
6	166—183	2,93	17,07	0,8072	136	—	—	—	—
7	183—199	3,03	20,10	0,8155	144	—	—	—	—
8	199—214	3,10	23,20	0,8230	154	—	—	—	—
9	214—228	3,16	26,36	0,8295	164	—	—	—	—
10	228—240	3,03	29,39	0,8350	172	—	—	—	—
11	240—254	3,03	32,42	0,8400	184	—	—	—	—
12	254—269	3,27	35,69	0,8445	194	—	—	—	116
13	269—282	3,20	38,89	0,8490	206	—	—	—	119
14	282—297	3,06	41,95	0,8530	216	—	—	—	123
15	297—310	3,06	45,01	0,8570	228	—	—	—	129
16	310—324	3,06	48,01	0,8605	240	—	—	—	136
17	324—339	3,06	51,13	0,8640	252	—	—	<—20	144

Продолжение табл. 18

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
18	339—355	3,10	54,23	0,8675	263	5,10	1,00	—20	153
19	355—371	3,13	57,36	0,8715	280	7,30	2,00	—14	163
20	371—386	3,10	60,46	0,8760	296	10,40	3,00	—8	173
21	386—401	3,10	63,56	0,8810	320	16,10	3,60	—3	182
22	401—417	3,20	66,76	0,8895	346	22,70	4,60	3	193
23	417—434	3,16	69,92	0,8920	372	30,00	5,70	9	202
24	434—447	3,20	73,12	0,8974	400	40,00	7,30	14	210
25	447—462	3,10	76,22	0,9030	428	52,30	9,40	19	218
26	462—478	3,03	79,25	0,9090	461	68,00	11,40	23	226
27	478—492	2,80	82,05	0,9150	488	83,50	—	27	234
28	Остаток	15,00	97,05	0,9542	663	—	8,01 ($ВУ_{100}$)	—	308

21. Разгонка (ИТК) сураханской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—110	3,43	3,33	0,7340	96	—	—	—	—
2	110—152	3,30	6,63	0,7699	118	—	—	—	—
3	152—177	3,30	9,92	0,7945	134	—	—	—	—
4	177—200	3,23	13,16	0,8145	147	—	—	—	—
5	200—217	3,24	16,40	0,8325	158	—	—	—	—
6	217—235	3,60	20,00	0,8466	168	—	—	—	—
7	235—250	3,50	23,50	0,8567	178	—	—	—	—
8	250—265	3,33	26,83	0,8655	186	—	—	—	105
9	265—278	3,00	29,83	0,8722	195	—	—	—	114

10	278—292	3,27	33,10	0,8780	204	—	—	—	123
11	292—305	3,16	36,29	0,8850	213	—	—	—	133
12	305—321	3,50	39,79	0,8903	224	6,40	2,20	—	143
13	321—335	3,50	43,29	0,8965	235	7,50	2,60	—	152
14	335—350	3,51	46,80	0,9025	247	9,40	3,00	—	162
15	350—368	3,96	50,76	0,9083	260	12,00	3,60	—	173
16	368—384	3,10	53,91	0,9136	274	17,40	4,40	—	183
17	384—403	3,40	57,31	0,9180	288	25,60	5,50	—	193
18	403—420	3,18	60,49	0,9227	302	44,10	7,10	—	202
19	420—440	3,23	63,72	0,9265	321	68,40	9,10	—	212
20	440—458	3,15	66,87	0,9301	341	91,00	10,70	—	220
21	458—475	3,66	69,53	0,9338	371	128,4	13,10	—	230
22	475—493	2,98	72,51	0,9365	414	155,7	15,30	<—20	238
23	Остаток	26,50	99,01	0,9524	539	—	21,00 ($ВУ_{100}$)	—	292

22. Разгонка (ИТК) калинской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—100	3,03	3,03	0,7391	62	—	—	—	—
2	100—110	3,06	6,09	0,7544	100	—	—	—	—
3	110—141	2,96	9,05	0,7679	114	—	—	—	—
4	141—157	3,03	12,08	0,7760	125	—	—	—	—
5	157—174	3,03	15,11	0,7860	135	—	—	—	—
6	174—190	3,03	18,14	0,7953	145	—	—	—	—
7	190—204	3,10	21,24	0,8045	154	—	—	—	—
8	204—218	3,56	24,80	0,8118	163	—	—	—	—
9	218—233	3,06	27,86	0,8200	173	—	—	—	—
10	233—247	3,23	31,09	0,8280	182	—	—	—	—
11	247—261	3,00	34,09	0,8350	189	—	—	—	—
12	261—273	2,80	36,89	0,8420	196	—	—	—	—
13	273—285	2,90	39,79	0,8475	204	—	—	—	111
14	285—298	2,96	42,75	0,8550	212	—	—	—	120

Продолжение табл. 22

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
15	298—309	2,76	45,51	0,8623	223	3,50	—	—	128
16	309—323	3,00	48,51	0,8698	233	—	—	—	136
17	323—336	2,73	51,24	0,8750	245	5,40	2,60	—	145
18	336—350	2,96	54,20	0,8825	258	—	2,80	—	154
19	350—366	2,98	57,13	0,8887	272	8,40	3,10	<—18	165
20	366—393	3,16	60,29	0,8956	292	—	3,40	—	176
21	393—400	2,96	63,25	0,9020	308	15,90	3,90	—14	186
22	400—420	3,03	66,28	0,9090	323	—	5,40	—8	198
23	420—440	3,10	69,38	0,9160	349	44,40	7,20	1	208
24	440—460	3,26	72,64	0,9220	372	—	9,20	9	220
25	460—478	3,00	75,64	0,9290	395	94,00	11,40	18	232
26	478—500	2,76	78,40	0,9350	419	121,40	13,80	25	243
27	Остаток	19,33	97,73	0,9850	—	—	20,17 ($ВУ_{100}$)	—	304

23. Разгонка (ИТК) калинской нефти нижнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.* °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—140	3,16	3,16	0,7425	104	—	—	—	—
2	140—156	2,41	5,57	0,7665	115	—	—	—	—
3	156—173	2,57	8,14	0,7820	126	—	—	—	—
4	173—194	3,00	11,14	0,7980	138	—	—	—	—
5	194—212	3,23	14,37	0,8110	150	—	—	—	—
6	212—229	3,23	17,60	0,8240	163	—	—	—	—
7	229—246	3,13	20,73	0,8340	175	—	—	—	—
8	246—261	2,67	23,40	0,8421	186	—	—	—	85
9	261—277	2,91	26,31	0,8482	194	—	—	—	100

10	277—291	2,84	29,15	0,8558	200	—	—	—	111
11	291—304	3,00	32,15	0,8619	215	—	—	—	123
12	304—318	2,84	34,99	0,8680	228	—	—	—	132
13	318—331	3,06	38,05	0,8740	240	—	—	—	141
14	331—345	3,06	41,11	0,8800	256	5,10	—	—	151
15	345—360	3,06	44,17	0,8856	271	6,20	—	<—18	158
16	360—376	3,16	47,33	0,8902	290	8,50	2,70	—14	167
17	376—390	3,24	50,57	0,8960	308	12,00	3,10	—6	176
18	390—406	3,00	53,57	0,9020	325	16,00	4,00	1	185
19	406—420	3,16	56,73	0,9080	342	22,20	4,90	9	193
20	420—436	3,06	59,79	0,9130	358	30,50	6,10	14	202
21	436—450	3,00	62,79	0,9180	375	42,50	7,40	18	210
22	450—465	3,16	65,95	0,9240	394	63,50	9,60	23	220
23	465—484	3,06	69,01	0,9298	412	91,00	11,60	28	232
24	484—500	2,24	71,26	0,9340	426	—	13,60	32	242
25	Остаток	27,53	98,79	0,9817	729	—	—	—	294

24. Разгонка (ИТК) кара-чухурской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—112	2,56	2,56	0,7465	101	—	—	—	—
2	112—134	3,49	6,05	0,7590	116	—	—	—	—
3	134—152	3,29	9,34	0,7720	127	—	—	—	—
4	152—162	2,73	12,07	0,7820	138	—	—	—	47
5	162—190	4,05	16,13	0,7930	152	—	—	—	56
6	190—208	4,23	20,36	0,8050	166	—	—	—	68
7	208—220	3,03	23,39	0,8125	173	—	—	—	78
8	220—234	3,26	26,65	0,8180	193	—	—	—	87
9	234—248	3,39	30,04	0,8250	203	—	—	—	96
10	248—262	3,49	33,53	0,8315	215	—	—	—	106
11	262—276	3,46	36,99	0,8370	228	—	—	—	116
12	276—287	3,10	40,09	0,8425	240	—	—	—16	126
13	287—298	3,03	43,12	0,8470	252	—	—	—12	134

Продолжение табл. 24

№ фрак-ции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
14	298—312	2,96	46,08	0,8520	264	3,80	—	—8	142
15	312—324	3,00	49,06	0,8560	276	4,30	—	—4	151
16	324—336	2,93	52,01	0,8600	289	5,10	—	0	160
17	336—350	3,39	55,40	0,8650	304	6,20	—	6	169
18	350—363	3,07	58,47	0,8695	320	7,30	—	10	178
19	363—373	2,93	61,40	0,8735	338	8,30	—	14	186
20	373—386	2,93	64,33	0,8775	358	10,60	3,80	17	196
21	386—400	3,26	67,59	0,8815	380	14,20	4,30	20	204
22	400—411	2,76	70,35	0,8850	406	19,80	5,10	24	212
23	411—426	3,73	74,08	0,8890	438	26,90	6,20	26	222
24	Остаток	24,96	99,04	0,9150	659	—	—	—	270

25. Разгонка (ИТК) кара-чухурской нефти нижнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фрак-ции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—103	2,40	2,40	0,7199	78	—	—	—	—
2	103—139	3,40	5,80	0,7611	94	—	—	—	—
3	139—170	3,60	9,40	0,7816	110	—	—	—	—
4	170—192	2,67	12,07	0,7942	126	—	—	—	—
5	192—213	2,74	14,81	0,8093	137	—	—	—	70
6	213—232	3,17	17,98	0,8221	150	—	—	—	82
7	232—248	2,90	20,88	0,8359	160	—	—	—	96
8	248—265	2,97	23,85	0,8462	174	—	—	—	106
9	265—280	2,94	26,79	0,8547	188	—	—	—	116
10	280—292	2,97	29,76	0,8577	199	—	—	—18	125
11	292—306	3,04	32,80	0,8554	212	—	—	—13	134

12	306—320	3,14	35,94	0,8566	226	—	—	—8	143
13	320—333	3,10	39,04	0,8640	238	—	—	—3	152
14	333—346	3,14	42,18	0,8700	248	—	—	2	162
15	346—360	3,24	45,42	0,8770	262	7,70	—	7	171
16	360—373	3,14	48,56	0,8840	274	10,10	3,50	11	182
17	373—388	3,34	51,90	0,8900	288	12,50	3,90	16	190
18	388—402	3,34	55,24	0,8975	301	17,40	4,60	20	200
19	402—416	3,17	58,41	0,9060	312	24,80	5,70	25	210
20	416—432	4,04	62,45	0,9145	325	—	—	28	220
21	Остаток	35,94	98,39	0,9461	340	—	—	—	—

26. Разгонка (ИТК) балаханской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—108	3,16	3,16	0,7421	95	—	—	—	—
2	108—131	3,03	6,19	0,7625	105	—	—	—	—
3	131—152	3,03	9,22	0,7780	115	—	—	—	—
4	152—169	3,03	12,25	0,7961	125	—	—	—	—
5	169—184	3,03	15,28	0,8060	136	—	—	—	—
6	184—203	3,29	18,57	0,8176	147	—	—	—	—
7	203—216	3,06	21,63	0,8200	157	—	—	—	—
8	216—233	3,09	24,72	0,8310	167	—	—	—	—
9	233—247	3,33	28,05	0,8380	178	—	—	—	91
10	247—265	3,96	32,01	0,8460	190	—	—	—	105
11	265—282	3,23	35,24	0,8530	202	—	—	—	118
12	282—298	3,03	38,27	0,8590	213	—	—	—	130
13	298—311	3,13	41,40	0,8640	225	—	—	—	140
14	311—326	3,03	44,43	0,8702	236	—	—	—	150
15	326—340	3,03	47,46	0,8760	249	—	—	—	161
16	340—355	2,99	50,45	0,8816	264	6,80	2,50	—	170
17	355—370	3,09	53,54	0,8870	278	9,40	3,00	—	180
18	370—385	3,19	56,73	0,8935	293	13,00	3,70	—	190
19	385—399	3,19	59,92	0,8990	307	19,80	4,30	—	

Продолжение табл. 26

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
20	399—416	3,09	63,01	0,9050	324	27,20	5,30	—	200
21	416—430	3,13	66,14	0,9110	340	35,40	7,30	—	210
22	430—446	3,09	69,23	0,9170	357	48,50	9,30	—	220
23	446—461	3,13	72,36	0,9220	374	66,60	10,40	—	230
24	461—478	3,19	75,55	0,9280	394	100,0	12,50	<—20	240
25	478—500	4,13	79,68	0,9350	415	—	—	—	251
26	Остаток	17,83	97,51	0,9518	—	—	—	—	313

27. Разгонка (ИТК) балаханской тяжелой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—162	2,76	2,76	0,7590	115	—	—	—	—
2	162—217	2,89	5,65	0,8220	139	—	—	—	—
3	217—234	2,82	8,47	0,8432	144	—	—	—	—
4	234—250	2,89	11,36	0,8545	152	—	—	—	—
5	250—265	2,99	14,35	0,8660	168	—	—	—	—
6	265—280	2,99	17,34	0,8808	183	—	—	—	107
7	280—296	3,09	20,43	0,8940	194	—	—	—	117
8	296—309	3,22	23,65	0,9016	204	—	—	—	127
9	309—322	3,05	26,70	0,9073	218	—	—	—	136
10	322—337	3,12	29,82	0,9100	227	—	—	—	144
11	337—347	3,22	33,04	0,9136	241	6,90	—	—	151
12	347—360	3,22	36,26	0,9160	256	8,20	—	—	167
13	360—371	3,32	39,58	0,9194	268	11,60	3,40	—	169
14	371—384	3,05	42,63	0,9240	282	17,40	4,60	—	175

15	384—397	3,05	45,68	0,9294	296	24,40	6,20	—	182
16	397—408	3,29	48,97	0,9332	309	42,40	8,50	—	191
17	408—418	3,05	52,02	0,9374	316	49,90	10,90	—	198
18	418—430	2,95	54,97	0,9412	324	78,00	13,10	—	204
19	430—441	3,05	58,02	0,9450	364	117,0	15,30	—	211
20	441—454	3,25	61,27	0,9490	375	170,2	17,40	—	217
21	454—465	3,09	64,36	0,9526	400	229,9	19,10	<—20	222
22	465—475	3,15	67,31	0,9585	426	—	—	—	227
23	475—492	4,25	71,76	0,9620	459	—	—	—17	232
24	Остаток	24,80	96,56	0,9926	691	—	—	—	314

28. Разгонка (ИТК) бузовнинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—175	3,50	3,50	0,7940	130	—	—	—	—
2	175—200	2,16	5,66	0,8230	152	—	—	—	—
3	200—225	3,47	9,13	0,8348	167	—	—	—	—
4	225—239	3,00	12,13	0,8450	182	—	—	—	—
5	239—251	2,96	15,09	0,8514	193	—	—	—	—
6	251—263	3,00	18,09	0,8570	204	—	—	—	—
7	263—275	3,00	21,09	0,8628	214	—	—	—	—
8	275—287	3,47	24,56	0,8687	225	—	—	—	128
9	287—300	3,40	27,96	0,8753	241	—	—	—	135
10	300—313	3,18	31,14	0,8812	250	—	—	—	142
11	313—325	3,00	34,14	0,8870	262	—	—	—	149
12	325—340	3,11	37,25	0,8928	273	6,70	—	—	157
13	340—355	3,00	40,25	0,8983	288	10,00	3,00	—	165
14	355—363	3,39	43,64	0,9020	302	13,40	3,90	—	174
15	363—390	3,46	47,10	0,9100	320	18,20	4,60	—	182
16	390—408	3,41	50,51	0,9160	347	28,10	5,80	—	194
17	408—426	3,25	53,76	0,9210	375	44,90	7,40	—	203
18	426—446	3,77	57,53	0,9266	405	78,00	9,50	—	212

Продолжение табл. 28

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
19	446—464	3,77	61,30	0,9320	446	109,5	12,70	—	222
20	464—476	2,14	63,44	0,9360	503	140,0	15,30	<—20	230
21	Остаток	36,00	99,44	0,9636	762	—	—	—	295

29. Разгонка (ИТК) зыринской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—110	3,02	3,02	0,7342	97	—	—	—	—
2	110—146	3,51	6,53	0,7512	114	—	—	—	—
3	146—173	2,92	9,35	0,7698	127	—	—	—	—
4	173—195	2,91	12,26	0,7918	144	—	—	—	—
5	195—214	2,60	14,86	0,8036	156	—	—	—	—
6	214—228	2,11	16,97	0,8156	166	—	—	—	—
7	228—245	2,80	19,77	0,8290	175	—	—	—	—
8	245—262	2,88	22,65	0,8395	186	—	—	<—20	—
9	262—276	2,86	25,51	0,8440	199	—	—	—20	117
10	276—293	2,93	28,44	0,8460	210	—	—	—13	124
11	293—307	3,02	31,46	0,8480	220	—	—	—8	132
12	307—316	3,03	34,49	0,8525	230	4,39	—	—3	142
13	316—334	2,93	37,42	0,8570	241	5,00	—	3	150
14	334—347	3,20	40,62	0,8625	251	5,61	2,22	7	160
15	347—362	3,20	43,82	0,8710	263	7,00	2,42	12	167
16	362—376	3,10	46,92	0,8793	278	8,17	2,87	14	180
17	376—390	3,06	49,98	0,8806	294	9,12	3,40	20	190
18	390—408	3,17	53,15	0,8946	308	13,42	3,97	24	198

19	408—425	3,09	56,24	0,8996	323	16,00	4,40	28	207
20	425—439	3,03	59,27	0,9045	343	22,50	5,87	31	214
21	439—456	3,33	62,60	0,9090	370	26,80	6,24	35	222
22	456—472	3,52	66,12	0,9142	400	38,26	7,78	38	228
23	472—485	3,27	69,39	0,9200	430	61,44	9,20	42	234
24	485—498	3,55	72,94	0,9260	472	76,83	11,27	—	240
25	498—506	3,03	75,97	0,9320	—	—	14,38	—	292
26	Остаток	22,50	98,47	0,9414	645	—	—	—	302

30. Разгонка (ИТК) гоусанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—79	2,93	2,93	0,6752	96	—	—	—	—
2	79—95	2,43	5,36	0,6980	101	—	—	—	—
3	95—114	2,83	8,19	0,7200	106	—	—	—	—
4	114—130	2,93	11,12	0,7410	112	—	—	—	—
5	130—150	3,00	14,12	0,7613	118	—	—	—	—
6	150—170	3,10	17,22	0,7800	128	—	—	—	—
7	170—192	3,83	20,55	0,7960	138	—	—	—	—
8	192—211	3,10	23,65	0,8070	149	—	—	—	—
9	211—223	2,16	25,81	0,8160	159	—	—	—	—
10	223—238	2,93	28,71	0,8231	168	—	—	—	—
11	238—255	3,13	31,87	0,8307	181	—	—	—	—
12	255—272	3,00	34,87	0,8380	193	1,13	—	—	—
13	272—286	3,17	38,04	0,8454	206	1,60	—	<—18	110
14	286—304	3,17	41,21	0,8510	221	2,20	—	—15	122
15	304—318	3,24	44,45	0,8580	237	3,10	—	—8	134
16	318—336	3,37	47,82	0,8648	253	4,38	1,90	—2	146
17	336—355	3,50	51,32	0,8724	271	6,10	2,50	6	160
18	355—373	3,33	54,65	0,8780	290	8,34	3,41	12	173
19	373—392	3,33	57,98	0,8865	308	11,80	4,40	18	186
20	392—410	3,37	61,35	0,8950	331	18,56	5,84	24	199

Продолжение табл. 30

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
21	410—430	3,50	64,85	0,9029	357	29,00	6,80	28	212
22	430—450	3,41	68,26	0,9130	390	42,30	8,13	32	225
23	450—470	3,64	71,90	0,9239	425	59,40	9,76	35	239
24	Остаток	27,00	98,90	0,9694	621	—	—	—	290

31. Разгонка (ИТК) биби-эйбатской нефти верхнего отдела в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—120	2,87	2,87	0,7508	102	—	—	—	—
2	120—141	3,00	5,87	0,7711	116	—	—	—	—
3	141—158	3,23	9,10	0,7860	128	—	—	—	—
4	158—172	3,17	12,27	0,7987	133	—	—	—	—
5	172—185	3,07	15,34	0,8120	137	—	—	—	—
6	185—197	3,00	18,34	0,8238	144	—	—	—	—
7	197—210	3,23	21,57	0,8337	152	—	—	—	—
8	210—220	3,07	24,64	0,8418	160	—	—	—	—
9	220—232	3,07	27,71	0,8490	170	—	—	—	—
10	232—245	3,00	30,71	0,8555	181	—	—	—	—
11	245—256	3,10	33,81	0,8615	190	—	—	—	—
12	256—268	3,13	36,94	0,8678	204	—	—	—	118
13	268—282	3,13	40,07	0,8758	217	—	—	—	126
14	282—295	3,10	43,17	0,8787	231	—	—	—	138
15	295—310	3,10	46,27	0,8840	243	—	—	—	146
16	310—326	3,07	49,34	0,8900	261	4,24	—	—	155
17	326—343	3,13	52,47	0,8960	281	6,50	—	—	164

18	343—360	3,17	55,64	0,9040	301	11,02	3,20	—	174
19	360—382	3,13	58,17	0,9120	320	17,50	4,14	—	186
20	382—400	3,10	61,87	0,9170	342	27,19	5,33	—	196
21	400—420	3,07	64,94	0,9240	362	48,41	7,32	—	207
22	420—440	3.10	68,04	0,9310	383	82,90	9,80	—	219
23	440—460	3,20	71,24	0,9375	403	118,04	12,32	—	230
24	460—475	3,00	74,24	0,9440	425	—	15,80	<—18	242
25	475—487	2,83	77,07	0,9490	445	—	19,20	—	252
26	Остаток	22,00	99,07	0,9663	694	—	—	—	342

32. Разгонка (ИТК) биби-эйбатской парафинистой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					вспышки	застывания
1	н. к.—106	2,79	2,79	0,7306	104	—	—	—	—
2	106—130	2,96	5,75	0,7500	112	—	—	—	—
8	130—148	2,79	8,54	0,7700	121	—	—	—	—
4	148—166	2,92	11,46	0,7840	128	—	—	—	—
5	166—185	2,99	14,45	0,7998	138	—	—	—	—
6	185—203	3,12	17,57	0,8098	148	—	—	—	—
7	203—220	3,12	20,69	0,8220	159	—	—	—	—
8	220—238	3,09	23,78	0,8320	169	—	—	—	—
9	238—252	3,22	27,00	0,8420	181	—	—	—	—
10	252—268	3,19	30,19	0,8520	192	—	—	—	—
11	268—282	3,02	33,21	0,8600	216	—	—	109	—
12	282—298	3,19	36,40	0,8668	228	—	—	116	—
13	298—312	3,02	39,42	0,8790	240	—	—	124	—
14	312—326	3,02	42,44	0,8798	254	—	—	134	—
15	326—340	3,09	45,63	0,8840	270	—	—	143	<—18
16	340—357	3,89	49,42	0,8900	285	45,00	13,90	154	—14
17	357—370	3,06	52,48	0,8964	300	63,00	16,00	166	—6
18	370—384	3,09	55,57	0,9000	315	89,00	20,40	176	0
19	384—400	3,09	58,66	0,9060	330	126,00	25,30	186	5

Продолжение табл. 32

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					вспышки	застывания
20	400—412	2,96	61,62	0,9102	348	—	32,40	198	11
21	412—430	3,09	64,71	0,9173	350	—	41,60	210	16
22	430—446	3,12	67,83	0,9220	370	—	55,20	220	21
23	446—462	3,06	70,89	0,9280	390	—	70,60	228	23
24	462—484	3,06	73,95	0,9340	410	—	92,00	230	28
25	484—508	3,32	77,27	0,9400	435	—	—	243	31
26	Остаток	20,60	97,87	—	974	—	—	314	—

33. Разгонка (ИТК) карадагской масляной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—112	2,23	2,23	0,7350	104	—	—	—	—
2	112—146	2,43	4,66	0,7730	121	—	—	—	—
3	146—174	3,03	7,69	0,7938	135	—	—	—	—
4	174—196	2,60	10,29	0,8180	148	—	—	—	—
5	196—214	2,60	12,89	0,8340	159	—	—	—	—
6	214—234	3,10	15,99	0,8483	170	—	—	—	—
7	234—252	2,83	18,82	0,8582	180	—	—	—	—
8	252—267	3,26	22,08	0,8660	199	—	—	—	107
9	267—282	3,33	25,41	0,8745	201	—	—	—	115
10	282—296	3,10	28,51	0,8815	210	—	—	—	122
11	296—308	3,83	31,34	0,8878	219	—	—	—	130
12	308—321	3,93	34,27	0,8930	228	—	—	—	138
13	321—334	3,43	37,70	0,8990	238	—	—	—	146
14	334—348	3,00	40,70	0,9045	251	7,35	—	—	156

15	348—362	2,90	43,60	0,9095	263	10,10	—	—	164
16	362—378	2,93	46,53	0,9140	275	13,90	3,46	—	173
17	378—395	2,90	49,43	0,9185	288	19,60	4,20	—	182
18	395—412	2,90	52,33	0,9230	312	29,60	5,57	—	190
19	412—430	3,10	55,43	0,9272	317	46,10	7,30	—	198
20	430—447	3,00	58,43	0,9315	334,2	74,50	9,61	—	206
21	447—463	3,26	61,69	0,9357	349,8	—	12,20	< —18	215
22	463—478	3,16	64,85	0,9400	366,4	—	14,94	—17	224
23	473—490	3,03	67,88	0,9435	382	—	17,30	—15	233
24	490—500	3,16	71,04	0,9477	397,2	—	20,70	0	243
25	Остаток	27,66	98,70	0,9839	484,3	—	—	15	312

34. Разгонка (ИТК) карадагской парафинистой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—85	3,23	3,23	0,7222	97	—	—	—	—
2	85—100	2,62	5,85	0,7602	102	—	—	—	—
3	100—119	2,73	8,58	0,7720	109	—	—	—	—
4	119—143	3,20	11,78	0,7810	118	—	—	—	—
5	143—168	3,36	15,14	0,7890	124	—	—	—	—
6	168—186	3,07	18,21	0,7960	137	—	—	—	—
7	186—206	3,07	21,28	0,8020	147	—	—	—	—
8	206—227	3,57	24,85	0,8070	157	—	—	—	—
9	227—245	2,91	27,76	0,8120	168	—	—	—	—
10	245—262	3,29	31,05	0,8168	178	—	—	—	—
11	262—281	3,29	34,34	0,8220	189	—	—	—	—
12	281—296	3,23	37,57	0,8265	201	—	—	—16	125
13	296—312	3,20	40,77	0,8310	212	—	—	—8	132
14	312—323	3,37	44,14	0,8360	226	—	1,90	—4	139
15	323—337	3,13	47,27	0,8410	238	—	1,98	2	146
16	337—351	2,98	50,25	0,8465	250	5,08	2,09	6	153

Продолжение табл. 34

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
17	351—363	3,07	53,32	0,8510	263	5,50	2,16	9	160
18	363—376	3,17	56,45	0,8560	277	6,25	2,48	13	168
19	376—390	3,31	59,76	0,8618	292	7,26	2,60	17	178
20	390—408	4,46	64,22	0,8678	316	9,40	3,00	22	188
21	408—422	3,42	67,64	0,8760	336	11,40	3,60	26	198
22	422—437	3,26	70,90	0,8830	359	14,40	4,39	30	204
23	437—454	3,62	74,52	0,8920	393	19,00	5,12	36	214
24	454—474	3,99	78,51	0,9020	446	20,32	6,51	40	224

35. Разгонка (ИТК) бинагадинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—143	2,83	2,83	0,7417	100	—	—	—	—
2	143—175	2,97	5,80	0,7744	117	—	—	—	—
3	175—196	3,07	8,87	0,8091	133	—	—	—	—
4	196—215	3,07	11,94	0,8210	146	—	—	—	—
5	215—234	3,07	15,01	0,8460	160	—	—	—	—
6	234—250	3,23	18,24	0,8616	173	—	—	—	—
7	250—266	3,43	21,67	0,8740	186	—	—	—	—

8	266—281	3,30	24,97	0,8860	197	—	—	—	—
9	281—296	3,20	28,17	0,8950	209	—	—	—	112
10	296—310	3,17	31,34	0,9020	220	—	—	—	125
11	310—322	3,03	34,37	0,9080	229	—	—	—	136
12	322—337	3,10	37,47	0,9140	237	—	—	—	145
13	337—350	3,18	40,60	0,9188	247	8,50	—	—	155
14	350—361	3,07	43,67	0,9238	256	12,00	—	—	164
15	361—374	3,10	46,77	0,9280	266	15,80	4,00	—	173
16	374—385	2,97	49,74	0,9320	278	22,90	4,30	—	182
17	385—396	3,00	52,74	0,9360	294	32,30	5,50	—	191
18	396—408	3,00	55,74	0,9397	307	44,20	7,10	—	199
19	408—420	3,07	58,81	0,9434	326	70,90	8,70	—	208
20	420—431	3,07	61,88	0,9460	345	95,00	12,00	—	215
21	431—444	3,30	65,18	0,9489	373	137,6	14,90	<—20	222
22	444—458	3,47	68,65	0,9530	400	183,1	17,90	—	233
23	Остаток	27,70	96,35	0,9945	740	—	—	—	—

36. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Сураханская отборная нефть								
125	0,8	0,7614	110	—	—	—	—	—
150	5,8	0,7740	114	100	109	139	207	240
175	13,3	0,7860	122	101	111	150	232	260
200	21,5	0,7970	132	102	123	177	258	292
225	30,0	0,8060	142	106	130	186	260	295
250	38,5	0,8148	148	110	140	208	276	305
275	46,4	0,8220	151	120	148	225	292	320
300	54,0	0,8294	157	128	152	245	312	335
325	60,8	0,8370	169	134	157	255	340	>360
350	66,5	0,8450	185	140	180	275	>360	—
Сураханская масляная нефть								
150	2,1	0,7891	121	—	—	—	—	—
175	3,5	0,7935	141	100	113	160	220	246
200	8,9	0,8013	146	104	115	162	236	257
225	15,0	0,8130	154	125	141	185	260	284
250	25,0	0,8282	168	142	169	223	285	312
275	33,5	0,8362	179	147	174	240	304	327
300	40,4	0,8440	188	150	179	257	330	360
325	49,7	0,8550	197	155	181	270	360	—
350	56,5	0,8650	205	163	193	282	>360	—
Калинская нефть верхнего отдела								
150	3,9	0,7688	130	—	—	—	—	—
175	10,2	0,7840	133	112	117	165	243	280
200	19,0	0,7965	134	117	128	178	253	289
225	28,4	0,8055	140	122	132	180	260	296
250	39,0	0,8160	147	126	140	207	276	306
275	46,7	0,8260	154	130	147	224	301	318
300	53,0	0,8345	160	135	152	232	325	347
325	61,0	0,8488	173	139	160	243	348	367
350	65,9	0,8594	183	145	169	250	—	—
Калинская нефть нижнего отдела								
150	0,2	—	—	—	—	—	—	—
175	2,7	0,7969	142	—	—	—	—	—
200	5,5	0,8025	144	127	141	190	261	274
225	12,5	0,8121	160	130	146	200	270	285
250	24,4	0,8293	175	145	160	230	283	305
275	32,1	0,8324	178	150	170	230	282	310
300	42,1	0,8417	192	153	178	257	320	350
325	44,6	0,8465	210	160	186	265	345	358
350	50,9	0,8617	—	168	200	278	362	—

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Кара-чухурская нефть верхнего отдела								
150	4,2	0,7670	120	—	—	—	—	—
175	10,8	0,7800	125	100	105	149	240	273
200	20,0	0,8005	138	106	113	166	249	283
225	23,1	0,8072	147	112	128	186	280	293
250	30,0	0,8190	154	127	150	227	303	310
275	40,0	0,8348	172	135	157	233	307	328
300	48,0	0,8470	184	143	159	245	330	349
325	59,7	0,8590	204	156	180	258	344	360
350	63,9	0,8630	216	163	191	273	>360	—
Бузовнинская нефть								
175	2,6	0,8306	166	110	122	161	222	250
200	4,5	0,8315	174	130	140	196	240	268
225	8,0	0,8335	182	150	160	210	270	293
250	12,7	0,8350	194	170	179	230	287	315
275	18,4	0,8382	207	176	187	236	294	320
300	24,7	0,8436	225	180	200	254	315	332
325	32,7	0,8520	245	195	212	273	335	350
350	45,6	0,8684	283	222	238	297	>360	—
Балаханская масляная нефть								
150	3,7	0,7417	119	—	—	—	—	—
175	10,5	0,7808	128	98	108	147	237	263
200	18,0	0,8004	135	107	120	171	260	284
225	26,5	0,8122	139	112	126	193	274	295
250	34,1	0,8207	145	114	136	202	287	303
275	42,2	0,8282	155	125	140	229	312	325
300	48,7	0,8340	164	128	146	235	324	348
325	54,5	0,8410	173	130	153	255	350	365
350	59,5	0,8491	185	137	164	265	>360	—
Балаханская тяжелая нефть								
175	1,3	0,7810	122	—	—	—	—	—
200	3,5	0,8030	129	—	—	—	—	—
225	7,7	0,8328	142	120	130	202	275	302
250	12,7	0,8464	152	139	155	216	298	306
275	20,6	0,8600	166	144	173	245	303	317
300	28,0	0,8720	182	146	180	260	322	335
325	37,6	0,8822	202	148	191	278	351	361
350	46,4	0,8906	219	167	203	297	365	—
Гоусанская нефть								
150	12,6	0,7692	—	—	—	—	—	—
175	17,0	0,7804	—	93	105	141	235	247
200	23,0	0,7882	—	94	107	156	266	290

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	*M*	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
225	30,2	0,7964	—	95	108	178	280	307
250	37,5	0,8040	—	100	115	198	297	325
275	45,0	0,8106	—	115	135	247	306	334
300	52,0	0,8182	—	134	152	248	330	345
325	59,6	0,8275	—	145	163	263	355	363
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела								
150	3,7	0,7680	136	—	—	—	—	—
175	9,5	0,7800	141	103	115	160	230	—
200	18,5	0,7950	148	120	133	187	266	287
225	28,7	0,8085	156	124	143	210	285	294
250	38,5	0,8200	166	132	153	220	288	299
275	46,8	0,8260	175	133	160	235	307	329
300	53,1	0,8320	183	138	168	235	320	354
325	58,9	0,8400	193	155	178	255	>360	—
Биби-эйбатская парафинистая нефть								
150	4,3	0,6984	126	—	—	—	—	—
175	8,6	0,8072	133	138	143	175	250	260
200	15,8	0,8211	145	146	155	194	262	280
225	23,4	0,8270	155	147	159	208	279	301
250	33,6	0,8350	166	148	177	228	292	320
275	42,7	0,8405	174	149	162	238	307	328
300	50,7	0,8459	183	150	170	251	324	350
325	54,4	0,8525	189	152	170	257	345	>365
Карадагская масляная нефть								
175	7,0	0,7955	136	100	112	162	250	280
200	12,1	0,8110	144	115	130	190	269	295
225	17,1	0,8262	152	127	145	203	277	300
250	24,3	0,8410	162	135	148	217	287	305
275	30,9	0,8522	170	142	170	240	306	326
300	39,1	0,8630	181	149	178	253	320	338
325	46,1	0,8709	191	155	185	267	346	359
350	51,3	0,8763	199	162	191	279	—	—
Бинагадинская нефть								
175	2,9	0,8056	135	—	—	—	—	—
200	7,2	0,8230	142	113	121	175	242	267
225	11,0	0,8313	148	128	144	191	252	272
250	20,3	0,8430	156	135	148	212	281	301
275	28,0	0,8510	161	141	160	235	301	320
300	38,2	0,8625	181	153	163	257	328	336
325	45,0	0,8716	192	158	178	270	355	368
350	51,2	0,8790	205	160	182	285	>360	—

37. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	M	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$
Сураханская отборная нефть					
125	99,2	0,8572	210	1,30	—
150	94,2	0,8606	238	1,38	—
175	88,7	0,8671	263	1,59	—
200	78,5	0,8742	278	1,97	—
225	70,0	0,8812	288	2,84	—
250	61,5	0,8872	310	3,98	—
275	53,6	0,8929	348	5,16	1,25
300	46,0	0,8990	408	6,37	1,53
325	39,2	0,9056	457	—	2,10
350	33,5	0,9132	489	—	2,78
Сураханская масляная нефть					
150	97,9	0,8995	—	2,23	—
175	96,5	0,9012	297	2,32	1,28
200	91,1	0,9050	312	2,84	1,34
225	85,0	0,9120	340	3,78	1,52
250	75,0	0,9240	369	7,45	2,00
275	66,5	0,9300	405	12,39	2,76
300	59,6	0,9330	429	—	3,20
325	50,3	0,9388	459	—	3,76
350	43,5	0,9410	479	—	—
Калинская нефть верхнего отдела					
150	96,1	0,8795	238	1,53	—
175	89,8	0,8850	257	1,58	—
200	81,0	0,8914	280	2,04	—
225	71,6	0,8998	305	2,80	1,20
250	61,0	0,9120	334	5,50	1,45
275	53,3	0,9225	364	10,50	1,79
300	47,0	0,9305	394	17,85	2,14
325	39,0	0,9410	438	—	3,10
350	34,1	0,9445	464	—	4,20
Калинская нефть нижнего отдела					
150	98,7	0,8798	285	2,10	—
175	97,3	0,8934	296	2,20	1,01
200	94,5	0,8965	308	2,56	1,25
225	87,5	0,9010	321	3,14	1,29
250	75,6	0,9200	—	7,69	1,68
275	67,8	0,9281	360	10,60	1,93
300	57,3	0,9326	390	20,64	2,58
325	55,4	0,9366	420	—	2,81
350	49,1	0,9448	450	—	4,28

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	*M*	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$
Кара-чухурская нефть верхнего отдела					
150	95,8	0,8940	237	1,47	—
175	89,2	0,8992	263	1,53	1,13
200	80,0	0,9100	284	1,68	1,19
225	76,9	0,9135	331	2,00	1,23
250	70,0	0,9226	370	2,50	1,40
275	60,0	0,9389	404	3,92	1,47
300	52,0	0,9518	426	5,87	1,63
325	40,3	0,9680	457	7,99	1,87
350	36,1	0,9730	470	—	2,18
Бузовнинская нефть					
175	97,4	0,9050	240	5,50	1,36
200	95,5	0,9100	274	5,82	1,54
225	92,0	0,9177	301	6,60	1,72
250	87,3	0,9230	322	9,00	1,98
275	81,6	0,9307	344	13,62	2,11
300	75,3	0,9360	362	22,13	2,61
325	67,3	0,9420	378	—	3,53
350	54,4	0,9487	402	—	5,05
Балаханская масляная нефть					
150	96,3	0,8764	242	1,65	—
175	89,5	0,8815	262	1,82	—
200	82,0	0,8880	281	2,42	—
225	73,5	0,8960	303	3,62	—
250	65,9	0,9024	332	5,54	1,50
275	57,8	0,9090	370	9,11	1,62
300	51,3	0,9180	400	13,75	1,88
325	45,5	0,9345	426	—	2,39
350	40,5	0,9594	446		3,12
Балаханская тяжелая нефть					
175	98,7	0,9260	297	4,40	1,45
200	96,4	0,9282	316	5,13	1,50
225	92,3	0,9306	336	6,50	1,59
250	87,3	0,9320	354	8,62	1,75
275	79,4	0,9380	383	15,06	2,18
300	72,0	0,9432	412	27,21	2,63
325	62,4	0,9500	456	—	3,82
350	53,5	0,9542	513	—	6,22
Гоусанская нефть					
150	87,4	0,8843	—	2,39	1,37
175	83,0	0,8905	—	7,37	1,90
200	77,0	0,9000	—	—	2,50

Температура однократного испарения, °С	Выход, %	ρ_4^{20}	*M*	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$
225	69,8	0,9075	—	—	3,11
250	62,5	0,9144	—	—	3,71
275	55,0	0,9200	—	—	4,32
300	48,0	0,9260	—	—	4,84
325	41,4	0,9327	—	—	5,40
Биби-эйбатская нефть верхнего отдела					
150	96,2	0,8779	253	—	—
175	90,5	0,8791	263	—	
200	81,4	0,8845	283	2,10	1,18
225	70,4	0,8949	320	3,40	1,29
250	61,5	0,9060	367	6,31	1,40
275	53,2	0,9186	415	12,16	1,85
300	46,9	0,9316	455	21,17	2,80
325	41,4	0,9400	—	Не течет	3,48
Биби-эйбатская парафинистая нефть					
150	95,7	0,8811	247	1,86	—
175	91,4	0,8988	—	2,20	0,82
200	84,2	0,9036	290	2,53	1,17
225	76,6	0,9104	—	4,40	1,44
250	66,4	0,9239	353	7,54	1,74
275	57,3	0,9292	—	14,0	2,15
300	49,3	0,9370	446	Капает	3,16
325	45,6	0,9441	483	Не течет	5,01
Карадагская масляная нефть					
175	93,0	0,9150	291	4,06	—
200	87,9	0,9222	310	5,56	—
225	82,9	0,9270	328	7,80	—
250	75,7	0,9332	357	13,63	1,92
275	69,1	0,9382	388	22,83	2,34
300	60,9	0,9450	432	Не течет	3,42
325	53,9	0,9500	470	—	4,83
350	48,7	0,9539	505	—	6,12
Бинагадинская нефть					
175	97,1	0,9244	269	3,22	—
200	92,8	0,9282	284	4,00	—
225	89,0	0,9320	293	4,94	—
250	79,7	0,9412	312	9,70	1,79
275	72,0	0,9502	333	18,55	2,35
300	61,8	0,9600	363	Не течет	3,35
325	55,0	0,9651	381	—	4,44
350	48,2	0,9692	395	—	6,43

38. Характеристика остатков разной глубины отбора сураханской отборной нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
15,00	0,9542	—	—	—	308	—
17,80	0,9500	—	—	—	284	—
20,83	0,9460	—	—	—	273	—
23,93	0,9420	—	—	—	260	—
27,13	0,9365	—	—	—	248	—
30,29	0,9330	—	—	—	238	—
33,49	0,9290	—	2,37	11	226	2,06
36,59	0,9250	—	2,26	6	217	1,90
39,69	0,9200	—	2,20	2	207	1,80
42,82	0,9160	—	2,08	—1	198	1,70
45,92	0,9115	—	1,97	—4	188	1,62
48,98	0,9075	—	1,90	—6	178	1,55
52,04	0,9030	4,85	1,80	—8	171	1,47
55,10	0,8992	4,00	1,70	—10	162	1,42
58,16	0,8950	3,45	1,60	—12	154	1,38
61,36	0,8920	3,00	1,50	—13	146	1,30
64,63	0,8870	2,65	1,42	—15	136	1,25
67,66	0,8840	2,39	1,36	—16	128	1,20
70,69	0,8805	2,20	1,31	—18	118	1,15
73,85	0,8775	2,10	1,28	—20	112	1,11
76,95	0,8730	1,97	1,26	<—20	103	1,07
79,98	0,8710	1,88	1,23	—	94	1,03
82,91	0,8690	1,80	1,21	—	—	1,00
85,46	0,8660	—	—	—	—	0,95
88,69	0,8630	—	—	—	—	0,90
91,56	0,8598	—	—	—	—	0,83
95,62	0,8570	—	—	—	—	0,75
98,05	0,8502	—	—	—	—	0,70

39. Характеристика остатков разной глубины отбора калинской нефти верхнего отдела

Выход (на нефть), остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
19,33	0,9850	—	20,20	—	304	—
22,09	0,9680	—	15,70	—	288	—
25,09	0,9580	—	11,80	—	274	—
28,35	0,9505	—	8,90	—	258	—
31,45	0,9450	—	6,90	—	246	—
34,48	0,9410	—	5,60	—	235	—
37,44	0,9365	—	4,41	—8	224	4,64
40,60	0,9325	—	3,65	—10	213	4,40
43,53	0,9290	—	3,10	—12	203	4,20
46,49	0,9255	—	2,60	—13	194	3,90
49,22	0,9222	—	2,25	—14	184	3,62

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
52,22	0,9185	8,45	2,00	—16	175	3,42
54,98	0,9160	7,00	1,80	—17	168	3,20
57,94	0,9130	5,68	1,60	—18	158	3,00
60,84	0,9110	4,60	1,42	—20	149	2,80
63,64	0,9080	3,82	1,30	<—20	142	2,60
66,64	0,9059	3,21	1,25	—	133	2,39
69,87	0,9021	2,80	—	—	125	2,19
72,93	0,8990	2,40	—	—	118	2,00
76,49	0,8957	2,06	—	—	108	1,96
79,59	0,8925	1,90	—	—	101	1,94
82,62	0,8894	1,78	—	—	94	1,92
85,65	0,8860	1,59	—	—	—	1,90
88,68	0,8824	1,40	—	—	—	1,88
91,64	0,8780	1,20	—	—	—	1,86
94,70	0,8742	1,10	—	—	—	1,84
97,73	0,8700	1,00	—	—	—	1,82

40. Характеристика остатков разной глубины отбора калинской нефти нижнего отдела

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
27,53	0,9817	—	—	26	292	—
29,77	0,9760	—	—	24	283	—
32,83	0,9700	—	9,60	22	274	—
35,99	0,9640	—	7,90	21	263	8,31
38,99	0,9595	—	6,54	19	255	7,51
42,05	0,9548	—	5,30	17	244	6,80
45,21	0,9500	—	4,30	16	233	6,25
48,21	0,9465	—	3,62	14	224	5,85
51,45	0,9425	—	3 00	12	212	5,45
54,65	0,9379	—	2,56	10	204	5,07
57,67	0,9350	11,30	2,30	8	194	4,82
60,73	0,9320	10,25	2,05	6	184	4,58
63,79	0,9282	9,22	1,90	4	174	4,37
66,63	0,9250	8,25	1,80	2	165	4,16
69,63	0,9228	7,27	1,71	0	156	3,90
72,47	0,9195	6,33	1,66	—3	146	3,75
75,33	0,9160	5,50	—	—6	138	3,52
78,06	0,9125	4,90	—	—9	130	3,33
81,81	0,9098	4,00	—	—12	120	3,12
84,41	0,9062	3,26	—	—17	110	2,97
87,64	0,9018	2,78	—	<—18	99	2,80
90,64	0,8985	2,40	—	—	87	2,65
93,21	0,8956	2,19	—	—	73	2,59
95,62	0,8920	2,00	—	—	64	2,55
98,79	0,8820	1,89	—	—	35	2,53

41. Характеристика остатков разной глубины отбора кара-чухурской нефти верхнего отдела

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С	
				застывания	вспышки в открытом тигле
24,96	0,9150	—	3,08	—	270
31,45	0,9070	19,50	2,52	34	258
37,64	0,8990	10,90	2,19	32	237
43,64	0,8940	8,00	1,86	30	219
49,96	0,8880	5,14	1,63	27	200
55,90	0,8840	4,00	1,50	25	190
58,93	0,8800	3,75	1,40	24	172
62,04	0,8784	2,90	1,33	23	160
65,49	0,8750	2,50	1,20	22	151
68,98	0,8725	2,25	1,17	21	140
72,37	0,8700	2,20	1,15	20	130
75,63	0,8670	2,10	1,10	18	120
78,66	0,8655	2,00	1,00	17	110
82,84	0,8640	1,90	—	16	98
86,95	0,8620	1,80	—	14	86
89,69	0,8602	1,70	—	13	76
92,98	0,8592	1,65	—	12	65
99,03	0,8571	1,60	—	10	41

42. Характеристика остатков разной глубины отбора кара-чухурской нефти нижнего отдела

Выход (на нефть) остатка, °С	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С	
				застывания	вспышки в открытом тигле
39,98	0,9425	—	6,41	35	265
43,15	0,9395	—	5,14	33	255
46,49	0,9360	—	4,09	31	243
49,83	0,9330	—	3,44	30	231
52,97	0,9295	23,76	2,95	28	220
56,21	0,9275	17,60	2,54	27	208
59,85	0,9235	13,00	2,20	25	198
62,45	0,9200	10,05	2,07	24	188
65,59	0,9175	7,92	1,75	23	179
68,63	0,9145	6,28	1,66	21	171
71,60	0,9120	5,21	1,55	20	164
74,54	0,9085	4,40	1,40	19	157
77,51	0,9055	3,80	1,18	17	149
80,41	0,9025	3,20	—	16	143
83,58	0,8995	2,75	—	14	135
86,32	0,8965	2,40	—	13	128
88,99	0,8940	2,20	—	11	122
92,59	0,8905	1,95	—	10	115
95,99	0,8875	1,80	—	8	106
98,39	0,8800	—	—	6	—

43. Характеристика остатков разной глубины отбора балаханской масляной нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
17,83	0,9542	—	—	20	313	4,66
21,96	0,9430	—	—	9	298	4,18
25,15	0,9365	—	—	4	284	3,88
28,28	0,9320	—	4,90	—1	272	3,60
31,37	0,9285	—	4,35	—5	260	3,33
34,50	0,9253	—	3,87	—8	250	3,11
37,59	0,9220	—	3,45	—10	240	2,92
40,78	0,9190	—	3,12	—12	228	2,70
43,97	0,9170	—	2,80	—14	218	2,55
47,06	0,9140	10,10	2,60	—16	206	2,30
50,05	0,9120	9,16	2,31	—18	196	2,19
53,08	0,9100	8,28	2,12	—19	186	2,01
56,41	0,9070	7,10	1,89	<—20	174	1,90
59,24	0,9050	6,20	1,65	—	164	1,80
62,27	0,9025	5,23	1,42	—	154	1,70
65,50	0,9000	4,39	1,25	—	144	1,60
69,46	0,8975	3,62	1,00	—	132	1,50
72,79	0,8950	3,10	0,80	—	120	1,45
75,88	0,8930	2,70	0,60	—	112	1,40
78,94	0,8905	2,45	—	—	103	1,35
82,23	0,8880	2,16	—	—	95	1,30
85,26	0,8850	—	—	—	—	1,28
88,29	0,8830	—	—	—	—	1,27
91,32	0,8810	—	—	—	—	1,26
94,35	0,8790	—	—	—	—	1,25
97,51	0,8770	—	—	—	—	1,24

44. Характеристика остатков разной глубины отбора балаханской тяжелой нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
24,80	0,9926	—	—	17	314	11,40
28,05	0,9840	—	—	13	300	10,25
32,20	0,9758	—	—	9	282	9,92
35,29	0,9710	—	—	6	270	8,76
38,54	0,9670	—	13,02	3	258	8,23
41,60	0,9640	—	11,52	1	246	7,88
44,55	0,9618	—	10,10	—2	235	7,48
47,60	0,9599	—	8,60	—4	223	7,17
50,89	0,9580	—	7,17	—7	210	6,82
53,94	0,9567	—	5,64	—9	199	6,43
56,99	0,9550	—	4,57	—11	186	6,10
60,32	0,9538	—	3,48	—13	176	5,70
63,54	0,9516	—	2,70	—16	162	5,38
66,76	0,9489	—	2,10	—18	150	4,98

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
69,86	0,9465	14,84	1,63	<—20	137	4,61
72,89	0,9440	12,58	—	—	127	4,32
76,11	0,9418	10,18	—	—	116	4,04
79,20	0,9390	8,21	—	—	104	3,80
82,19	0,9369	6,80	—	—	93	3,59
85,20	0,9337	5,66	—	—	—	3,40
88,07	0,9318	4,99	—	—	—	3,15
90,89	0,9280	4,40	—	—	—	2,98
93,78	0,9242	3,99	—	—	—	2,90
96,56	0,9200	2,75	—	—	—	2,88

45. Характеристика остатков разной глубины отбора зыринской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
22,50	0,9414	—	—	9,36	—	298	4,99
25,53	0,9408	—	—	7,90	—	290	4,68
29,08	0,9402	—	—	6,50	—	280	4,15
32,35	0,9400	—	—	5,36	—	270	3,75
35,87	0,9390	—	—	4,35	—	258	3,46
39,20	0,9380	—	6,87	3,57	43	247	3,16
42,23	0,9370	—	6,28	2,31	42	240	2,98
45,32	0,9360	—	5,40	2,70	41	231	2,75
48,49	0,9350	—	4,76	2,40	40	224	2,60
51,55	0,9340	4,48	4,18	2,18	38	218	2,40
54,65	0,9318	4,17	3,56	2,00	37	205	2,25
57,85	0,9300	4,00	3,18	1,83	36	198	2,17
61,05	0,9283	3,81	2,80	1,70	35	190	2,08
63,98	0,9258	3,65	2,52	1,56	33	180	1,98
67,91	0,9238	3,39	2,35	1,53	31	170	1,90
70,03	0,9203	3,92	2,09	1,49	29	162	1,80
72,96	0,9166	3,13	2,00	1,42	27	154	1,74
75,82	0,9133	3,07	1,91	1,35	26	146	1,68
78,70	0,9090	2,93	1,85	1,32	25	140	1,66
81,50	0,9055	2,72	1,78	1,30	24	134	1,64
83,61	0,9020	2,58	1,70	1,28	23	129	1,62
86,21	0,8975	—	—	—	—	124	1,60
89,12	0,8927	—	—	—	—	—	1,58
91,94	0,8877	—	—	—	—	—	1,56
95,45	0,8826	—	—	—	—	—	1,54
98,47	0,8760	—	—	—	—	—	1,52

46. Характеристика остатков разной глубины отбора гоусанской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
27,00	0,9694	—	—	9,15	—	290	—
30,64	0,9605	—	—	7,55	—	278	—
34,05	0,9541	—	—	6,25	—	266	—
37,55	0,9477	—	7,55	4,98	33	254	6,19
40,92	0,9430	—	6,65	4,10	32	243	5,55
44,25	0,9385	—	5,85	3,40	30	232	5,00
47,58	0,9340	—	5,08	2,80	28	220	4,55
51,08	0,9300	9,13	4,35	2,34	26	206	4,08
54,45	0,9254	8,25	3,70	2,00	23	196	3,80
57,69	0,9215	7,45	3,17	1,78	20	185	3,60
60,86	0,9180	6,75	2,72	1,64	17	175	3,45
64,03	0,9142	6,03	2,31	1,55	14	164	3,35
67,08	0,9105	5,33	2,10	—	11	154	3,15
70,16	0,9063	4,66	1,85	—	7	142	3,00
73,09	0,9028	4,12	1,72	—	4	132	2,90
75,25	0,9001	3,75	1,64	—	1	124	2,76
78,35	0,8955	3,25	—	—	—2	114	2,70
81,68	0,8910	2,70	—	—	—6	100	2,64
84,78	0,8865	2,30	—	—	—10	—	2,53
87,78	0,8817	2,01	—	—	—14	—	2,47
90,71	0,8772	1,80	—	—	—	—	2,35
93,54	0,8730	1 64	—	—	—	—	2,30
95,97	0,8682	1,55	—	—	—	—	2,25
98,90	0,8614	1,50	—	—	—	—	2,00

47. Характеристика остатков разной глубины отбора биби-эйбатской нефти верхнего отдела

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
22,00	0,9663	—	—	—	—	10,78
24,83	0,9650	—	—	—	—	9,68
27,83	0,9628	—	—	—	233	8,95
31,03	0,9600	—	—	—	225	8,35
34,13	0,9568	—	9,28	—4	218	7,79
37,20	0,9530	—	7,60	—8	210	7,35
40,30	0,9494	—	6,35	—12	202	6,90
43,33	0,9458	—	5,20	—16	194	6,42
46,60	0,9420	—	4,12	<—18	188	5,95
49,73	0,9385	—	3,55	—	179	5,50
52,80	0,9349	—	2,96	—	172	5,08
55,90	0,9310	—	2,48	—	164	4,70
59,00	0,9275	12,95	2,13	—	156	4,29
62,13	0,9240	8,40	1,82	—	148	3,90
65,26	0,9205	6,45	1,60	—	141	3,55
68,36	0,9168	5,27	1,50	—	135	3,30
71,36	0,9130	4,48	1,47	—	125	3,08

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
74,43	0,9093	3,87	—	—	119	2,98
77,50	0,9060	3,40	—	—	112	2,85
80,73	0,9021	2,95	—	—	104	2,72
83,73	0,8994	2,56	—	—	99	2,67
86,80	0,8960	2,20	—	—	92	2,58
89,97	0,8930	1,95	—	—	83	2,50
93,20	0,8900	1,75	—	—	—	2,45
96,20	0,8870	1,61	—	—	—	2,38
99,07	0,8800	1,56	—	—	—	2,03

48. Характеристика остатков разной глубины отбора биби-эйбатской парафинистой нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
20,60	0,9660	—	—	—	—	—
23,92	0,9572	—	—	—	—	—
26,98	0,9500	—	—	—	—	—
30,04	0,9490	—	—	—	270	—
33,16	0,9480	—	7,23	19	261	6,90
36,25	0,9470	—	6,22	15	250	6,68
39,21	0,9460	—	5,00	13	242	6,48
42,30	0,9450	—	4,10	11	230	6,24
45,39	0,9445	—	3,15	8	220	6,00
48,45	0,9425	—	2,60	6	210	5,80
52,34	0,9358	16,62	2,18	3	198	5,60
55,43	0,9330	15,42	1,80	1	189	5,40
58,45	0,9300	12,80	—	—1	180	5,20
61,57	0,9273	10,80	1,62	—3	172	5,00
64,66	0,9250	8,60	1,60	—5	162	4,80
67,68	0,9218	6,90	1,57	—7	154	4,60
70,87	0,9187	5,25	—	—9	144	4,41
74,01	0,9150	4,10	—	—12	134	4,20
77,18	0,9120	3,20	—	—14	125	4,00
80,30	0,9088	2,60	—	—16	116	3,80
83,42	0,9056	2,10	—	—18	106	3,62
86,41	0,9023	1,80	—	<—19	96	3,40
89,33	0,8990	1,60	—	—	86	3,27
92,12	0,8960	1,40	—	—	—	3,15
95,08	0,8920	1,25	—	—	—	2,85
97,87	0,8900	1,23	—	—	—	2,35

49. Характеристика остатков разной глубины отбора карадагской масляной нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
27,66	0,9839	—	—	15	312	10,95
30,82	0,9790	—	—	11	299	10,21
33,85	0,9742	—	—	8	287	9,58
37,01	0,9702	—	11,45	4	275	8,99
40,27	0,9668	—	10,16	0	263	8,12
43,27	0,9640	—	8,96	—3	254	7,55
46,37	0,9615	—	7,75	—5	244	6,95
49,27	0,9588	—	6,75	—8	234	6,45
52,17	0,9563	—	5,75	—10	224	5,95
55,10	0,9545	—	4,92	—13	215	5,51
58,00	0,9525	—	4,17	—15	206	5,10
61,00	0,9492	—	3,60	—17	198	4,76
64,43	0,9460	—	2,96	<—18	188	4,38
67,36	0,9430	—	2,55	—	181	4,10
70,19	0,9402	—	2,20	—	173	3,88
73,29	0,9373	15,89	1,90	—	164	3,68
76,62	0,9334	11,92	1,70	—	154	3,55
79,88	0,9305	9,50	1,52	—	144	3,45
82,71	0,9270	7,73	1,46	—	134	3,38
85,81	0,9240	6,28	1,44	—	123	3,29
88,41	0,9209	5,17	1,42	—	113	3,22
91,00	0,9175	4,30	—	—	—	3,18
94,00	0,9135	3,52	—	—	—	3,10
96,47	0,9100	3,00	—	—	—	3,08
98,70	0,9065	2,60	—	—	—	3,05

50. Характеристика остатков разной глубины отбора карадагской парафинистой нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
16,13	0,9469	—	—	7,51	—	305	—
19,92	0,9380	—	—	5,30	—	280	—
23,91	0,9323	—	—	3,70	—	264	—
27,53	0,9240	—	—	2,88	—	252	—
30,79	0,9180	—	—	2,40	—	238	—
34,21	0,9115	10,67	3,63	1,99	40	228	2,95
38,67	0,9030	7,50	3,15	1,80	37	214	2,60
41,98	0,9000	6,05	2,80	1,65	35	204	2,40
45,11	0,8970	5,00	2,57	1,50	33	198	2,20
48,18	0,8932	4,30	2,35	1,46	31	190	2,02
51,16	0,8900	3,81	2,19	1,35	30	182	1,88
54,29	0,8876	3,40	2,04	1,32	28	176	1,70
57,76	0,8860	3,00	1,90	1,30	27	170	1,60

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
60,86	0,8835	2,70	1,76	1,25	25	163	1,50
64,09	0,8820	2,43	1,62	1,20	23	157	1,40
67,38	0,8786	2,20	1,42	1,16	22	150	1,32
70,67	0,8760	2,10	1,36	1,10	21	144	1,27
73,57	0,8740	1,80	1,25	—	20	138	1,22
77,14	0,8720	1,60	1,20	—	18	131	1,19
80,21	0,8686	1,40	1,15	—	16	124	1,16
83,20	0,8666	1,32	1,05	—	15	116	1,11
86,64	0,8620	—	—	—	—	—	—
89,84	0,8590	—	—	—	—	—	—
92,57	0,8560	—	—	—	—	—	—
98,43	0,8479	—	—	—	—	—	—

51. Характеристика остатков разной глубины отбора бинагадинской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
27,70	0,9945	—	—	19	299	11,41
31,17	0,9840	—	—	13	280	9,70
34,47	0,9762	—	—	8	264	8,72
37,54	0,9714	—	—	4	252	8,10
40,61	0,9675	—	—	0	241	7,50
43,61	0,9633	—	9,92	—3	230	7,00
46,61	0,9600	—	6,40	—7	220	6,48
49,58	0,9570	—	5,40	—11	212	6,04
52,68	0,9542	—	4,70	—14	204	5,68
55,75	0,9514	—	4,12	—18	195	5,30
58,88	0,9490	—	3,69	<—20	186	5,00
61,98	0,9464	—	3,20	—	178	4,70
65,01	0,9438	—	2,78	—	169	4,44
68,81	0,9410	—	2,34	—	160	4,20
71,38	0,9380	—	1,92	—	153	4,00
74,68	0,9350	—	1,50	—	145	3,80
78,11	0,9318	4,10	—	—	132	3,60
81,34	0,9288	3,80	—	—	130	3,43
84,41	0,9250	3,46	—	—	122	3,25
87,48	0,9219	3,22	—	—	116	3,10
90,55	0,9185	2,98	—	—	—	2,98
93,52	0,9159	2,65	—	—	—	2,94
96,35	0,9080	2,33	—	—	—	2,90

52. Физико-химическая характеристика нефтей морских месторождений Апшеронской области и Бакинского архипелага

Месторождение нефти	Горизонт, свита	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C	
							застывания с обработкой	вспышки в закрытом тигле
Нефтяные камни	—	—	0,8870	237	29,80	9,80	<—20	—3
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	Надкирмакинская песчаная, Подкирмакинская, Калинская	2000—500	0,8794	224	20,80	7,30	<—18	<0
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская	1500—400	0,8844	255	23,60	9,10	То же	<0
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	Подкирмакинская, Калинская	900—500	0,9228	320	154,3	35,80	<—25	8
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	KaC_1, KaC_2, KaC_3, KaC_4, $KaC_н$	1100—630	0,9170	295	114,0	25,20	—45	6
о. Жилой	Подкирмакинская, Калинская	1400—500	0,9040	—	84,25	19,70	<—18	4
Артемовская смолистая	Подкирмакинская, Кирмакинская	1000—450	0,9205	325	203,0	36,20	<—20	4
Гюргянская (артемовская парафинистая)	—	—	0,8870	275	32,99	10,67	То же	1
о. Песчаный (верхний отдел)	Балаханская	2810—2220	0,8504	216	—27,80 (ν_{30})	6,00	20	1
о. Песчаный (нижний отдел)	Надкирмакинская песчаная, Кирмакинская, Подкирмакинская, Калинская	3600—3070	0,8748	237	—122,7 (ν_{25})	9,80	18	<0
Сангачалы-море	Свита Перерыва (VII горизонт)	4950—2400	0,8799	248	—53,20 (ν_{25})	10,80	18	0
Дуванный-море	То же	—	0,8834	254	67,80	12,30	—2	0

Продолжение табл. 52

Месторождение нефти	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол серно-кислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Нефтяные камни	1,00	52	0,20	0,16	24	10,0	0,10	2,23	—	2,08	20,0	48,4
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	0,97	51	0,15	0,20	23	10,0	0,38	1,95	—	1,60	19,0	52,0
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	0,30	51	0,25	0,21	22	12,0	0,58	1,87	—	2,77	10,0	42,0
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	0,64	52	0,20	0,21	36	11,0	1,00	2,80	—	2,33	6,2	38,0
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	0,58	52	0,20	0,20	34	10,0	0,50	2,42	—	2,36	10,0	42,5
о. Жилой	0,12	—	0,30	—	26	10,0	0,12	2,02	—	1,49	—	—
Артемовская	0,37	52	0,27	0,34	40	14,0	1,70	3,83	0,06	2,91	6,2	34,0
Гюргянская	1,60	52	0,32	0,20	22	10,0	Следы	2,31	0,03	0,62	11,7	48,6
о. Песчаный (верхний отдел)	14,70	52	0,08	0,17	8	5,0	0,20	0,52	—	0,60	16,5	46,7
о. Песчаный (нижний отдел)	11,00	51	0,38	0,31	19	8,0	1,49	1,38	—	0,47	10,3	43,6
Сангачалы-море	7,20	52	0,25	0,15	22	10,0	1,06	1,72	—	0,29	15,0	46,0
Дуванный-море	8,70	51	0,25	0,23	20	7,0	0,40	1,40	—	1,05	12,5	42,0

53. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Месторождение нефти	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Нефтяные камни	51,80	29,80	21,30	15,30	9,80
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	30,80	20,80	14,00	10,20	7,30
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	38,90	23,60	16,70	12,00	9,10
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	—	154,0	85,00	55,60	35,80
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	—	114,0	59,20	37,00	25,20
о. Жилой	—	84,25	42,85	27,66	19,70
Артемовская	390,50	203,0	95,00	58,00	36,20
Гюргянская	55,00	32,99	21,51	14,66	10,67
о. Песчаный (верхний отдел)	—	—	27,30	9,50	6,00
о. Песчаный (нижний отдел)	—	—	54,80	15,90	9,80
Сангачалы-море	—	—	32,20	16,10	10,80
Дуванный-море	—	67,80	33,90	19,20	12,30

54. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Месторождение нефти	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Нефтяные камни	7,04	4,17	3,10	2,40	1,34
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	4,30	3,04	2,26	1,88	1,60
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	5,20	3,30	2,51	2,02	1,75
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	—	20,85	11,58	7,55	4,94
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	—	15,42	8,03	5,11	3,58
о. Жилой	—	11,37	5,87	3,90	2,91
Артемовская	52,60	27,40	12,82	7,83	4,86
Гюргянская	7,47	4,59	3,13	2,34	1,93
о. Песчаный (верхний отдел)	—	—	3,91	1,81	1,48
о. Песчаный (нижний отдел)	—	—	7,45	2,47	1,84
Сангачалы-море	—	—	4,49	2,40	1,94
Дуванный-море	—	9,16	4,71	2,85	2,08

55. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Месторождение нефти	Плотность ρ_1^l				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Нефтяные камни	0,8936	0,8870	0,8804	0,8734	0,8672
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	0,8861	0,8794	0,8726	0,8658	0,8590
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	0,8910	0,8844	0,8778	0,8710	0,8642
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	—	0,9228	0,9167	0,9105	0,9042
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	—	0,9170	0,9108	0,9045	0,8981
о. Жилой	—	0,9040	0,8976	0,8912	0,8848
Артемовская	0,9254	0,9205	0,9124	0,9060	0,8996
Гюргянская	0,8936	0,8870	0,8804	0,8738	0,8672

Месторождение нефти	Плотность ρ^t_4				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
о. Песчаный (верхний отдел)	—	0,8504	0,8433	0,8361	0,8289
о. Песчаный (нижний отдел)	—	0,8748	0,8607	0,8472	0,8337
Сангачалы-море	—	—	0,8731	0,8663	0,8595
Дуванный-море	—	0,8834	0,8768	0,8700	0,8632

56. Элементарный состав нефтей

Месторождение нефти	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Нефтяные камни	86,80	12,30	0,64	0,20	0,16
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	86,30	12,80	0,55	0,15	0,20
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	86,30	12,60	0,64	0,25	0,21
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	86,43	12,32	0,84	0,20	0,21
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	86,58	12,60	0,36	0,25	0,21
о. Жилой	86,60	12,50	0,41	0,25	0,24
Артемовская	87,10	12,20	0,10	0,26	0,34
Гюргянская	86,20	12,60	0,68	0,32	0,20
о. Песчаный (верхний отдел)	86,30	13,20	0,25	0,08	0,17
о. Песчаный (нижний отдел)	86,05	13,25	0,21	0,38	0,11
Сангачалы-море	86,54	12,70	0,36	0,20	0,20
Дуванный-море	85,79	13,40	0,33	0,25	0,23

57. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Месторождение нефти										
	Нефтяные камни	Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	Нефтяные камни (юго-западное крыло)	Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	Грязевая сопка (юго-западное крыло)	артемовская	гюргянская	о. Песчаный (верхний отдел)	о. Песчаный (нижний отдел)	Сангачалы-море	Дуванный-море
85	1,5	1,5	—	0,9	—	—	—	1,5	0,5	2,9	2,3
100	2,5	3,0	3,0	1,4	—	—	—	4,6	1,1	4,0	3,3
120	4,0	4,8	5,0	2,1	—	—	2,2	7,3	2,8	5,7	5,0
140	6,5	7,7	8,0	3,5	1,5	—	4,0	9,7	3,8	7,5	6,5
150	7,7	9,5	9,3	4,2	2,0	—	5,0	10,8	4,5	8,6	7,2
160	9,2	11,2	11,0	5,0	2,4	2,1	6,0	11,9	5,3	9,7	8,0
180	12,5	15,0	14,3	7,0	4,0	4,0	8,6	14,0	7,6	12,0	10,2
200	16,0	18,7	18,0	10,0	6,2	6,2	11,7	16,5	10,3	15,0	12,5
220	20,0	23,0	20,9	12,5	9,0	9,2	16,0	19,1	13,4	18,0	14,7
240	24,0	28,1	24,3	15,5	12,0	12,4	20,2	22,1	16,9	21,3	17,5
260	27,5	31,3	27,7	19,0	15,6	15,5	25,2	25,9	21,2	23,0	20,5
280	32,2	35,0	31,2	23,0	19,6	18,5	30,2	29,6	26,0	29,2	24,0
300	37,4	40,0	34,8	28,5	24,6	23,1	35,7	34,2	31,0	34,0	28,7
320	42,0	44,0	38,8	33,0	30,8	27,0	40,5	42,0	—	38,7	34,0
330	44,0	46,6	40,7	40,9	33,0	28,9	43,8	—	38,5	41,2	37,0
350	48,4	52,0	46,0	42,0	38,0	34,0	48,6	46,7	43,6	46,0	42,0
360	50,6	54,0	47,0	44,0	39,6	37,0	51,2	49,1	46,0	48,0	44,5

Отгоняется до температуры, °С	Месторождение нефти										
	Нефтяные камни	Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	Нефтяные камни (юго-западное крыло)	Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	Грязевая сопка (юго-западное крыло)	артемовская	гюргянская	о. Песчаный (верхний отдел)	о. Песчаный (нижний отдел)	Сангачалы-море	Дуванный-море
380	55,4	58,1	52,0	48,7	43,3	41,0	56,0	53,4	50,4	52,0	48,3
400	60,0	62,2	55,8	53,7	48,1	47,0	61,3	57,8	54,5	55,2	51,7
420	65,0	65,9	59,4	59,5	52,8	51,2	65,6	61,5	58,6	58,0	55,2
440	70,1	69,0	63,1	66,0	58,0	56,8	70,0	65,2	62,5	60,8	59,5
450	72,0	70,8	65,3	69,0	60,4	59,5	72,2	67,4	64,0	62,0	62,5
460	74,1	72,0	67,0	—	—	61,5	74,7	69,5	65,8	—	65,5
470	75,6	73,5	69,4	—	—	63,3	77,2	71,5	67,6	—	69,0
480	77,3	75,8	71,9	—	—	65,9	79,5	74,0	69,3	—	73,7
490	78,3	77,5	75,0	—	—	—	81,5	76,5	71,2	—	—
500	80,0	79,2	78,0	—	—	—	83,8	79,8	73,2	—	—

58. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводород	Месторождение нефти			
	Нефтяные камни	гюргянская нефть	о. Песчаный	Сангачалы-море
Бутан	—	0,82	—	—
н-Пентан	1,39	0,81	1,86	—
н-Гексан	3,04	1,34	2,23	1,15
н-Гептан	3,25	0,64	0,16	2,50
н-Октан	—	—	2,72	1,23
н-Нонан	—	—	0,50	—
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	7,68	3,61	7,47	4,88
2-Метилбутан (изопентан)	1,15	5,16	1,29	—
2,2-Диметилбутан	0,84	0,76	0,77	0,95
2,3-Диметилбутан	0,32	0,95	1,46	1,37
2-Метилпентан	5,00	11,00	2,02	0,53
3-Метилпентан	}		1,07	1,11
2,2-Диметилпентан	} 0,78	0,96	0,19	1,02
2,3-Диметилпентан	1,35	3,44	2,70	1,98
2,4-Диметилпентан	0,56	0,79	0,13	0,23
3,3-Диметилпентан	0,43	0,30	1,30	0,67
2,2,3-Триметилбутан	0,16	0,25	1,04	0,03
2,2,4-Триметилпентан	—	—	—	2,39
2,3,4-Триметилпентан	—	—	—	0,42
2,3,3-Триметилпентан	—	—	0,38	0,13
2,2,3,3-Тетраметилпентан	—	—	0,29	0,38
2,2,4,4-Тетраметилпентан	—	—	2,26	1,31
3-Этилпентан	1,21	0,71	0,97	1,86

Углеводород	Месторождение нефти			
	Нефтяные камни	гюргянская нефть	о. Песчаный	Сангачалы-море
2-Метилгексан	4,12	10,25	—	1,78
3-Метилгексан			2,85	0,39
2,2-Диметилгексан	—	—	1,22	0,63
2,3-Диметилгексан	—	—	0,23	0,23
2,4-Диметилгексан	—	—	0,66	0,29
2,5-Диметилгексан	—	—	0,57	0,06
3,4-Диметилгексан	—	—	—	0,59
Диметилгексаны	1,67	7,27	0,90	0,70
2,2,5-Триметилгексан	—	—	1,89	1,23
2,3,4-Триметилгексан	—	—	0,91	0,68
2,4,5-Триметилгексан	—	—	0,54	0,80
3-Этилгексан	—	—	0,24	1,44
3-Метил-4-этилгексан	—	—	0,64	1,20
2-Метилгептан	7,50	7,90	—	1,39
3-Метилгептан			0,72	2,00
4-Метилгептан			0,72	—
2,2-Диметилгептан	—	—	0,44	1,00
2,5-Диметилгептан	—	—	0,17	—
2,6-Диметилгептан	—	—	1,05	—
3,3-Диметилгептан	—	—	0,54	1,12
3,4-Диметилгептан	—	—	0,97	0,64
2,2,4-Триметилгептан	—	—	0,86	—
2,4,6-Триметилгептан	—	—	0,87	—
3,4,4-Триметилгептан	—	—	0,53	—
2,2,3,4-Тетраметилгептан	—	—	0,54	—
3-Метил-3-этилгептан	—	—	0,34	—
2-Метилоктан	—	—	0,45	0,66
3-Метилоктан	—	—	—	0,56
4-Этилоктан	—	—	0,39	—
Всего парафиновых углеводородов изостроения	25,09	49,74	35,11	31,77
Всего парафиновых углеводородов	32,77	53,35	42,58	36,65
Циклопентан	0,20	0,16	0,61	0,41
Метилциклопентан	2,95	0,48	0,95	1,99
1,1-Диметилциклопентан	0,73	2,28	0,94	1,61
1,2-Диметилциклопентан (*транс-*)	1,40	1,34	1,81	0,95
1,2-Диметилциклопентан (*цис-*)	—	—	0,37	0,70
1,3-Диметилциклопентан (*транс-*)	1,37	0,48	0,15	2,01
1,3-Диметилциклопентан (*цис-*)	0,77	0,96	0,79	0,73
Этилциклопентан	1,11	1,02	0,11	0,06
1,1,3-Триметилциклопентан	—	—	0,73	0,59
1,2,4-Триметилциклопентан	6,26	7,28	—	—
1,2,3-Триметилциклопентан			—	—
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	—	—	—	1,28
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	—	—	0,13	0,58
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	—	—	0,95	1,74
1-Метил-1-Этилциклопентан	—	—	—	0,33
1-Метил-3-Этилциклопентан (*транс-*)	—	—	0,27	0,60

Углеводород	Месторождение нефти			
	Нефтяные камни	гюргянская нефть	о. Песчаный	Сангачалы-море
1,2-Диметил-2-этилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *транс-*)	—	—	0,36	1,30
Изопропилциклопентан	—	—	0,17	0,55
н-Пропилциклопентан	—	—	0,34	0,52
1-Метил-3-Пропилциклопентан	—	—	1,10	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	14,79	14,00	9,78	15,95
Циклогексан	2,58	0,41	2,92	3,22
Метилциклогексан	6,46	1,77	12,90	7,91
1,1-Диметилциклогексан	0,79	1,65	0,20	—
1,2-Диметилциклогексан	—	—	1,44	0,62
1,3-Диметилциклогексан	—	—	1,75	1,72
1,4-Диметилциклогексан	—	—	1,36	1,30
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	3,77	5,53	—	0,08
1,2-Диметилциклогексан (*цис-*)	0,75	0,38	—	—
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)	3,81	4,59	0,06	—
1,4-Диметилциклогексан (*транс-*)	3,84	4,38	—	0,61
1,4-Диметилциклогексан (*цис-*)	—	—	0,10	0,06
1,1,3-Триметилциклогексан	0,61	—	—	0,06
1,2,4-Триметилциклогексан	—	—	0,24	—
1,3,5-Триметилциклогексан (*транс-*)	—	—	0,15	—
1,3,5-Триметилциклогексан (*цис-*)	—	—	0,13	0,13
Этилциклогексан	2,90	0,60	1,30	1,32
1-Метил-2-Этилциклогексан	—	—	0,26	—
1-Метил-3-Этилциклогексан	—	—	0,27	—
Изопропилциклогексан	—	—	1,13	—
н-Пропилциклогексан	—	—	1,44	—
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	25,51	19,31	25,65	17,03
Всего нафтеновых углеводородов	40,30	33,31	35,43	32,98
Бензол	0,09	—	1,70	0,88
Толуол	0,58	—	5,40	3,21
Этилбензол	0,14	—	0,84	0,40
п-Ксилол	0,29	—	0,74	} 1,57
м-Ксилол	0,30	—	0,36	
о-Ксилол	0,29	—	1,36	0,82
Изопропилбензол	—	—	0,20	—
н-Пропилбензол	—	—	0,38	—
Всего ароматических углеводородов	1,69	—	10,98	6,88
Остаток и углеводороды невыясненной структуры	25,24	13,34	11,01	23,49

59. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Нефть месторождения Нефтяные камни					
н. к.—65	0,2	—	—	—	—
65—105	3,1	0,7275	2	45	53
105—140	4,4	0,7578	4	45	51
Нефть месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло)					
н. к. 65	0,1	—			
65—105	1,0	0,7200	1	40	59
105—140	0,7	0,7533	1	49	50
Нефть месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло)					
62—85	0,9	0,7306	—	—	—
62—105	1,4	0,7328	4	39	57
85—120	1,1	0,7460	3	41	56
85—180	6,0	0,7809	5	60	35
105—120	0,7	0,7560	5	48	47
105—140	1,9	0,7602	5	53	42
120—140	1,2	0,7762	3	54	43
140—180	3,6	0,8137	9	51	39
Нефть гюргянская					
н. к.—65	0,7	—	—	—	—
65—105	1,3	0,7133	0	29	71
105—140	2,3	0,7551	1	43	56
Нефть месторождения Сангачалы-море					
н. к.—65	1,7	—	—	—	—
65—105	2,7	0,7418	10	50	40
105—140	3,4	0,7651	15	34	51
Нефть месторождения Дуванный-море					
62—85	2,5	0,7375	11	46	43
62—105	3,2	0,7474	17	29	54
85—120	1,7	0,7529	18	26	56
85—180	6,8	0,7829	20	27	53
105—120	1,1	0,7592	19	37	44
105—140	2,6	0,7654	20	31	49
120—140	1,6	0,7687	21	29	50
140—180	3,5	0,7918	19	33	48

60. Характеристика бензиновых дистиллятов

Месторождение нефти	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание серы, %	Октановое число		Содержание углеводородов, %		
			н. к.	10%	50%	90%	98%		без ТЭС	с 3,3 г ТЭС на 1 г дистиллята	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Нефтяные камни	6,3	0,7251	65	84	107	120	143	0,02	66,6	89,9	3	43	54
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	7,2	0,7354	78	85	106	132	146	0	69,0	89,2	2	51	47
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	8,2	0,7396	68	84	106	135	148	0	64,0	88,3	4	37	59
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	1,0	0,7340	74	87	104	121	135	0,01	79,2	97,4	1	42	57
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	4,1	0,7650	85	102	130	145	150	0,02	69,4	88,0	4	52	44
о. Жилой	1,5	0,7382	82	89	105	122	133	0,01	72,0	—	3	49	48
Артемовская	0,7	—	74	84	105	125	136	0,02	76,0	—	2	34	64
Гюргянская	3,0	—	63	—	—	—	141	0,02	68,6	91,0	0,4	33,6	66
о. Песчаный (верхний отдел)	8,6	0,7403	76	87	108	133	146	Следы	59,9	86,0	14	35	51
о. Песчаный (нижний отдел)	3,2	0,7485	84	91	105	125	140	»	62,1	84,3	19	36	45
Сангачалы-море	7,7	0,7435	68	82	105	130	142	»	61,7	88,1	12	42	46
Дуванный-море	6,8	0,7591	80	100	124	142	149	»	59,0	83,6	14	51	35

61. Характеристика автобензиновых дистиллятов

Месторождение нефти	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание серы, %	Октановое число		Содержание углеводородов, %		
			н. к.	10%	50%	90%	98%		без ТЭС	с 0,82 г ТЭС на 1 кг дистиллята	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Нефтяные камни	14,8	0,7650	85	107	146	186	205	0,03	—	74,0	—	—	—
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	16,9	0,7679	87	106	143	185	205	0,02	—	75,2	4	50	46
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	18,5	0,7691	78	100	144	190	205	0,02	53,5	72,7	—	—	—
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	4,5	0,8010	82	105	140	190	205	0,02	71,8	83,7	3	62	35
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	10,0	0,7951	95	127	162	195	200	0,02	61,0	71,7	4	63	33
о. Жилой	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Артемовская	6,1	—	120	137	162	193	203	—	—	—	—	—	—
Гюргянская	11,0	—	105	126	160	190	205	0,03	—	70,4	—	—	—
о. Песчаный (верхний отдел)	15,5	0,7697	79	100	140	183	204	Следы	—	67,2	—	—	—
о. Песчаный (нижний отдел)	9,6	0,7793	97	111	146	185	204	0,01	49,0	67,8	—	—	—
Сангачалы-море	14,8	0,7686	89	100	144	185	196	0,01	50,1	64,8	14	45	41
Дуванный-море	12,0	0,7765	92	127	157	191	200	0,01	52,0	63,4	17	39	44

62. Характеристика лигроиновых дистиллятов

Месторождение нефти	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число	Содержание углеводородов, %		
			н. к.	10%	50%	90%	98%		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Нефтяные камни	5,0	0,7858	146	149	159	178	187	50,5	8	54	38
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	8,8	0,7740	144	149	162	185	200	46,8	4	61	35
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	7,6	0,7893	145	149	163	187	203	45,7	11	39	50
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	4,7	0,8056	142	149	168	198	208	60,6	4	66	30
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
о. Жилой	6,4	0,8100	144	149	171	203	213	55,3	5	76	19
Артемовская	5,4	—	146	149	168	196	205	55,0	7	76	17
Гюргянская	8,4	—	145	149	165	188	200	50,1	6	64	30
о. Песчаный (верхний отдел)	3,9	0,7783	148	—	159	170	181	33,0	17	23	60
о. Песчаный (нижний отдел)	6,8	0,7896	145	149	165	190	210	33,6	20	31	49
Сангачалы-море	5,6	0,7844	148	149	156	166	174	38,0	16	32	52

63. Характеристика керосиновых дистиллятов

Месторождение нефти	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число	Содержание углеводородов, %			Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%		ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Нефтяные камни	29,1	0,8333	168	178	232	278	285	38,3	16	64	20	0,06
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	31,7	0,8321	165	180	221	265	286	38,7	13	65	22	0,05
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	31,0	0,8363	160	176	230	280	300	40,0	18	55	27	0,05
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	21,4	0,8537	177	197	240	275	290	—	21	59	20	0,07
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	25,1	0,8640	195	205	249	280	295	—	19	74	7	0,08
о. Жилой	22,7	0,8404	167	174	239	273	292	41,6	16	69	15	0,06
Артемовская	18,3	—	—	—	—	—	—	44,0	17	70	13	0,06
Гюргянская	29,2	0,8448	175	—	—	—	300	41,0	19	59	22	0,04
о. Песчаный (верхний отдел)	23,6	0,8083	168	180	219	275	298	<24	—	—	—	0,01
о. Песчаный (нижний отдел)	24,2	0,8225	165	180	233	274	287	24	20	33	47	0,05
Сангачалы-море	27,8	0,8280	148	169	240	282	293	30	21	37	42	0,04
Дуванный-море	27,2	0,8349	188	208	254	292	300	—	25	41	34	0,05

64. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Месторождение нефти	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	Цетановое число	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %
				10%	50%	90%	98%			застывания	помутнения	вспышки	
Нефтяные камни	190—350	37,7	45,0	216	273	326	340	0,8611	5,23	<—45	<—35	75	0,10
	200—350	34,2	—	229	275	326	339	0,8663	—	—	—	—	0,10
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	200—350	40,5	43,6	232	271	335	350	0,8652	5,62	<—48	<—35	87	0,10
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	200—350	36,2	42,3	225	274	330	345	0,8684	5,98	То же	То же	88	0,09
	210—350	33,5	—	240	278	335	—	0,8721	8,05	<—47	»	90	—
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	200—350	29,4	45,0	230	271	320	327	0,8796	6,10	<—45	»	88	—
	210—350	28,3	45,0	239	275	326	343	0,8820	6,50	То же	»	90	0,09
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	150—350	38,1	45,2	215	285	330	336	0,8813	5,97	<—60	<—50	78	0,10
	200—350	32,2	45,5	253	288	333	342	0,8920	8,54	То же	То же	106	0,11
	240—350	27,1	46,0	268	295	336	345	0,9000	9,50	—60	»	120	0,12
о. Жилой	220—350	30,1	38,0	248	280	330	348	0,8714	6,17	<—45	<—35	78	0,06
Артемовская	210—330	24,2	39,0	235	274	313	325	—	6,00	—45	—35	96	0,11
Гюргянская	200—340	37,3	46,0	236	275	324	335	0,8645	5,20	То же	—	95	0,10
о. Песчаный (верхний отдел)	200—350	29,8	58,6	222	262	315	335	0,8264	4,88	—13	<—5	90	0,02
	210—350	25,6	58,6	235	269	310	330	0,8260	4,60	—13	То же	88	—
о. Песчаный (нижний отдел)	210—360	36,1	52,5	232	285	350	—	0,8478	5,52	—2	—	94	0,07
	210—350	29,6	52,0	235	269	317	340	0,8414	4,75	—12	<—5	—	0,07
Сангачалы-море	200—360	35,1	47,0	240	290	347	354	0,8531	6,95	—13	—5	98	0,07
	210—360	33,7	48,0	245	291	348	355	0,8553	7,20	—12	—5	102	—
Дуванный-море	150—350	34,9	50,0	200	255	318	321	0,8444	4,27	—28	—20	74	0,06
	200—350	29,6	51,0	246	268	319	325	0,8574	5,93	—25	—20	100	0,07
	240—350	25,0	52,0	252	278	320	327	0,8641	6,96	—20	—16	106	0,08

65. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов

Месторождение нефти	Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Нефтяные камни	190—350	25	52	23
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	200—350	22	55	23
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	200—350	24	51	25
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	200—350 210—350	24 27	66 62	10 12
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	150—350 200—350 240—350	27 31 37	62 55 42	11 14 21
о. Жилой	220—350	24	55	21
Артемовская	210—330	25	66	9
Гюргянская	200—340	21	50	29
о. Песчаный (верхний отдел)	200—350 200—360	8 7	23 28	69 65
о. Песчаный (нижний отдел)	210—360 210—350	16 19	25 25	59 56
Сангачалы-море	200—360 210—360	22 23	22 24	56 53
Дуванный-море	150—350 200—350 240—350	27 26 25	30 29 22	43 45 53

66. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Месторождение нефти	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание парафина, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание смолистых веществ, %
									I группа	II и III группы	IV группа	
Нефтяные камни	350—420	10,0	0,9123	17,80	5,00	<—18	0,70	62	11	12	10	5
	420—500	17,8	0,9308	—	10,10	То же	0,82	49	22	11	11	7
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	350—420	10,9	0,9114	20,13	4,90	—45	0,23	56	22	12	9	1
	420—500	23,4	0,9479	137,9	14,40	—14	0,48	37	36	12	13	2
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	350—420	26,7	0,9400	50,04	7,68	—23	—	31	39	16	12	2
Артемовская	350—420	15,4	—	—	—	—	—	55	21	8	14	2
	420—500	23,4	—	—	—	—	—	37	31	17	12	3
Гюргянская	350—420	18,1	0,8920	10,52	3,23	—7	2,5	66	13	11	9	1
	420—500	20,0	0,9256	87,44	12,38	24	4,4	56	26	8	8	2
о. Песчаный (верхний отдел)	350—420	14,5	0,8715	10,70	3,53	28	16,0	87	4	5	3	1
	420—500	18	0,9000	37,00	8,20	46	41,6	81	9	4	3	3
о. Песчаный (нижний отдел)	350—420	5,9	0,8833	10,83	—	20	16,9	71	10	12	7	0
	420—500	23,4	0,9136	34,61	7,21	33	33,5	67	10	11	10	2
Сангачалы-море	350—420	7,4	0,8884	14,03	4,08	17	4,8	76	11	7	5	1
	420—500	22,9	0,9125	32,28	6,71	30	23,6	59	25	6	7	3
Дуванный-море	350—450	22,3	0,9024	24,03	5,60	20	2,0	64	10	9	7	0
	450—480	8,9	0,9180	58,20	9,56	31	9,0	45	22	10	7	3

67. Характеристика остатков

Остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Нефть месторождения Нефтяные камни							
Остаток выше 350 °С	49,9	0,9477	4,85	—10	214	0,30	3,98
» 500 °С	20,5	0,9540	—	5	306	0,45	8,70
Нефть месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло)							
Остаток выше 350 °С	42,7	0,9453	3,96	—6	223	0,34	4,85
» 500 °С	20,7	0,9788	—	—	320	0,50	9,94
Нефть месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло)							
Остаток выше 350 °С	47,9	0,9449	4,05	—15	220	0,40	4,32
» 500 °С	21,3	0,9723	17,17 ($ВУ_{110}$)	—	286	0,56	10,20
Нефть месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло)							
Остаток выше 350 °С	64,8	0,9580	9,75	—3	250	0,37	5,36
» 500 °С	35,1	0,9851	15,30 ($ВУ_{115}$)	—	320	0,42	9,70
Нефть месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло)							
Остаток выше 350 °С	57,0	0,9610	9,36	—1	210	0,30	5,60
» 450 °С	30,7	0,9800	22,76	—	305	0,35	9,20
Нефть месторождения о. Жилой							
Остаток выше 350 °С	61,6	0,9389	3,38	—18	203	—	3,47
» 500 °С	27,7	0,9562	24,23	—	293	—	8,60
Нефть артемовская смолистая							
Остаток выше 350 °С	69,0	0,9460	4,01	—12	190	0,35	4,00
» 500 °С	36,7	0,9624	20,00	—	278	0,45	8,00
Нефть гюргянская (артемовская парафинистая)							
Остаток выше 340 °С	51,5	0,9351	3,04	—3	216	0,38	4,50
» 450 °С	27,6	0,9640	—	30	—	0,41	10,61
Нефть месторождения о. Песчаный (верхний отдел)							
Остаток выше 350 °С	57,0	0,9477	1,67	41	203	0,34	1,37
» 500 °С	19,9	0,9601	9,00	>50	300	0,42	5,20
Нефть месторождения о. Песчаный (нижний отдел)							
Остаток выше 350 °С	55,0	0,9426	2,31	36	200	0,03	2,80
» 500 °С	25,6	0,9596	8,18	>50	296	0,52	5,60
Нефть месторождения Сангачалы-море							
Остаток выше 350 °С	50,6	0,9300	2,91	35	245	—	3,41
» 500 °С	21,0	0,9604	21,64	50	335	—	10,81
Нефть месторождения Дуванный-море							
Остаток выше 350 °С	57,7	0,9294	2,55	38	—	0,32	2,75
» 480 °С	25,7	0,9527	10,88	43	—	0,50	5,60

68. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть							
Нефть месторождения Нефтяные камни									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,0	0,9123	—	17,80	5,00	—	—	<—18
Парафино-нафтеновые углеводороды	62,4	6,2	0,8744	1,4760	12,09	3,41	59	0,8253	—19
I группа ароматических углеводородов	11,0	1,1	0,9262	1,5118	15,37	3,67	—14	0,8923	—35
II и III группы ароматических углеводородов	11,6	1,2	0,9807	1,5545	21,11	6,06	—112	0,9574	—22
IV группа ароматических углеводородов	9,5	0,9	1,0282	1,6120	26,03	5,08	—144	1,0372	—17
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,5	0,6	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	17,7	0,9308	—	—	10,10	—	—	<—18
Парафино-нафтеновые углеводороды	49,0	8,7	0,8901	1,4844	44,00	8,18	78	0,8315	—4
I группа ароматических углеводородов	22,4	4,0	0,9249	1,5050	76,26	10,81	61	0,8991	—22
II и III группы ароматических углеводородов	11,0	1,9	0,9667	1,5570	37,80	6,63	—385	0,9509	—17
IV группа ароматических углеводородов	11,2	2,0	1,0348	1,6135	231,84	14,00	—14	1,0043	10
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,4	1,1	—	—	—	—	—	—	—
Нефть месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло)									
Фракция 350—420 °С	100,0	10,9	0,9114	—	20,13	4,90	—	—	—45
Парафино-нафтеновые углеводороды	56,1	6,1	0,8646	1,4850	17,01	4,15	88	0,8100	—43
I группа ароматических углеводородов	22,0	2,4	0,9247	1,5070	20,91	4,76	40	0,8865	—40

Продолжение табл. 68

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть							
II и III группы ароматических углеводородов	12,0	1,3	0,9880	1,5660	32,86	5,47	18	0,9685	—17
IV группа ароматических углеводородов	9,2	1,0	1,0417	1,6060	64,89	6,71	10	1,0240	—12
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0,1	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	23,4	0,9479	—	137,9	14,40	—	—	—14
Парафино-нафтеновые углеводороды	36,7	8,6	0,8998	1,4890	66,38	10,73	71	0,8396	<—30
I группа ароматических углеводородов	36,0	8,4	0,9298	1,5060	107,2	12,81	28	0,8768	—20
II и III группы ароматических углеводородов	12,7	3,0	0,9890	1,5670	227,5	15,6	16	0,9531	—7
IV группа ароматических углеводородов	13,0	3,0	1,0470	1,6100	—	20,86	—	1,0264	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,6	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Артемовская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	15,4	—	—	—	—	—	—	—
Парафино-нафтеновые углеводороды	55,0	8,5	0,8835	1,4785	15,78	4,12	47	0,8324	—33
I группа ароматических углеводородов	21,0	3,2	0,9303	1,5130	20,19	4,62	—20	1,0283	—40
II и III группы ароматических углеводородов	8,4	1,3	0,9814	1,5535	35,69	5,59	—19	0,9592	—16
IV группа ароматических углеводородов	14,1	2,2	1,0317	1,5992	51,73	16,83	—123	0,9715	—19
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,5	0,2	—	—	—	—	—	—	—

Фракция 420—500 °С	100,0	23,3	—	—	—	—	—	—	—
Парафино-нафтеновые углеводороды	36,9	8,6	0,8994	1,4880	54,5	9,25	43	0,8420	—27
I группа ароматических углеводородов	31,0	7,2	0,9157	1,5020	86,37	11,53	40	0,8715	—45
II и III группы ароматических углеводородов	17,5	4,1	0,9964	1,5880	100,0	13,39	—322	0,9619	—2
IV группа ароматических углеводородов	14,4	3,4	1,0223	1,6020	150,0	18,0	—74	0,9960	6
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,2	0	—	—	—	—	—	—	—
Гюргянская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	18,0	0,8920	—	10,52	3,23	—	—	—7
Парафино-нафтеновые углеводороды	65,5	10,6	0,8755	1,4772	12,01	3,78	—	0,8247	—2
I группа ароматических углеводородов	12,6	2,0	0,9239	1,5090	19,08	4,39	—	0,8892	—15
II и III группы ароматических углеводородов	10,9	1,7	0,9888	1,5615	27,51	5,00	—	0,8717	—15
IV группа ароматических углеводородов	9,0	1,4	1,0284	1,600	47,61	9,70	—	1,0818	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	20,0	0,9256	—	87,44	12,38	—	—	24
Парафино-нафтеновые углеводороды	56,1	11,2	0,8794	1,4873	49,14	9,15	—	0,8159	23
I группа ароматических углеводородов	26,3	5,3	0,9225	1,5065	71,52	10,85	—	0,8697	16
II и III группы ароматических углеводородов	7,8	1,6	0,9987	1,5630	341,6	19,27	—	0,9617	2
IV группа ароматических углеводородов	9,0	1,7	1,0814	1,6060	74,61	—	—	—	30
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0,1	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 68

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть							
Нефть месторождения о. Песчаный (верхний отдел)									
Фракция 350—420 °С	100,0	14,5	0,8715	—	10,70	3,53	—	—	28
Парафино-нафтеновые углеводороды	87,0	12,0	0,8420	1,4725	9,51	3,19	—	0,7948	28
I группа ароматических углеводородов	4,0	0,5	0,9101	1,5135	20,61	4,69	—	0,8679	10
II и III группы ароматических углеводородов	5,0	0,7	0,9871	1,5525	36,89	5,92	—	0,9663	5
IV группа ароматических углеводородов	3,5	0,5	1,0371	1,6087	—	—	—	—	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,5	0,1	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	18,0	0,9000	—	37,00	8,20	—	—	46
Парафино-нафтеновые углеводороды	80,5	13,3	0,8769	1,4862	20,27	5,12	—	0,8209	44
I группа ароматических углеводородов	9,3	1,5	0,9255	1,5027	37,82	7,61	—	0,8792	33
II и III группы ароматических углеводородов	3,8	1,0	0,9885	1,5535	—	—	—	—	12
IV группа ароматических углеводородов	3,4	0,6	1,0406	1,5925	—	—	—	—	23
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,0	0,3	—	—	—	—	—	—	—
Нефть месторождения о. Песчаный (нижний отдел)									
Фракция 350—420 °С	100,0	5,9	0,8833	—	10,83	—	—	—	20
Парафино-нафтеновые углеводороды	70,9	4,2	0,8506	1,4690	8,49	2,90	138	0,7962	—15
I группа ароматических углеводородов	10,2	0,6	0,9143	1,5076	14,98	3,84	6,2	0,8763	11

II и III группы ароматических углеводородов	11,8	0,7	0,9786	1,5630	20,03	4,17	—141	0,9604	—6
IV группа ароматических углеводородов	6,4	0,4	1,0303	1,6113	27,49	4,48	—152	1,0286	—2
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	23,4	0,9136	—	34,61	7,21	—	—	33
Парафино-нафтеновые углеводороды	67,1	15,7	0,8740	1,4820	22,61	5,67	—	0,8161	38
I группа ароматических углеводородов	9,9	2,3	0,9262	1,5096	51,90	8,54	46	0,8789	21
II и III группы ароматических углеводородов	10,5	2,5	0,9852	1,5622	106,7	10,67	—27	0,9543	—15
IV группа ароматических углеводородов	10,5	2,5	1,0500	1,6125	157,6	11,24	—163	1,0406	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	0,4	—	—	—	—	—	—	—
Нефть месторождения Сангачалы-море									
Фракция 350—420 °С	100,0	7,4	0,8884	—	14,03	4,08	—	—	17
Парафино-нафтеновые углеводороды	76,0	5,6	0,8602	1,4742	11,87	3,66	—	0,7995	33
I группа ароматических углеводородов	11,3	0,8	0,9092	1,5049	16,87	4,27	—	0,8625	14
II и III группы ароматических углеводородов	7,0	0,5	0,9770	1,5560	27,11	5,12	—	0,9510	—8
IV группа ароматических углеводородов	5,0	0,4	1,0358	1,6010	59,23	6,39	—	0,9847	—4
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,7	0,1	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	22,9	0,9125	—	32,28	6,71	—	—	30
Парафино-нафтеновые углеводороды	59,0	13,5	0,8934	1,4835	22,32	5,61	—	0,8370	33
I группа ароматических углеводородов	25,3	5,8	0,9172	1,4990	34,21	6,83	—	0,8653	28

Продолжение табл. 68

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть							
II и III группы ароматических углеводородов	6,3	1,4	0,9906	1,5620	133,3	11,83	—	0,9553	8
IV группа ароматических углеводородов	7,1	1,6	1,0492	1,6080	669,0	21,45	—	1,0251	10
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,3	0,5	—	—	—	—	—	—	—

69. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть						
Нефть месторождения Дуванный-море								
Фракция 350—450 °С	100,0	22,3	0,9024	1,4980	24,03	5,60	—	—20
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	90,0	20,1	0,9180	1,5015	26,18	5,75	74	—17
Нафтено-парафиновые углеводороды	63,6	14,2	0,8820	1,4800	23,42	5,49	86	—14
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	73,5	16,4	0,8903	1,4875	25,13	5,61	75	—16
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	77,2	17,2	0,8964	1,4920	26,59	5,79	71	—10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,8	18,2	0,9053	1,4980	28,49	5,97	64	—7
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	88,2	19,7	0,9166	1,5080	31,27	6,22	54	—6
I группа ароматических углеводородов	9,9	2,2	0,9167	1,5100	26,35	6,58	—	—8
II группа ароматических углеводородов	3,7	0,8	0,9755	1,5460	—	—	—	—10
III группа ароматических углеводородов	4,6	1,0	0,9981	1,5760	—	—	—	—6
IV группа ароматических углеводородов	6,4	1,5	1,0420	1,6060	—	10,23	—	0

Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,8	0,2	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—480 °С	100,0	8,9	0,9180	1,5060	58,20	9,56	7	31
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	85,2	7,6	0,9203	1,5080	59,63	9,88	71	—16
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,6	4,0	0,8838	1,4838	40,50	8,42	100	—10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	66,0	5,9	0,8936	1,4907	51,36	9,27	81	—12
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	70,3	6,3	0,9017	1,4950	56,19	9,64	75	—13
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	75,7	6,8	0,9090	1,4996	58,99	9,88	72	—15
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,4	7,3	0,9191	1,5100	70,16	11,16	71	—13
I группа ароматических углеводородов	21,4	1,9	0,9134	1,5000	54,85	9,52	77	15
II группа ароматических углеводородов	4,3	0,4	0,9775	1,5483	199,5	15,77	—	—18
III группа ароматических углеводородов	5,4	0,5	0,9948	1,5783	212,5	16,71	—	—20
IV группа ароматических углеводородов	6,7	0,6	1,0473	1,6090	—	53,11	—	15
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,8	0,3	—	—	—	—	—	—

70. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
	на остаток	на нефть									
Нефть месторождения Дуванный-море											
Остаток выше 480 °С	100,0	25,1	0,9500	—	—	—	—	—	—	—	43
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации*	20,5	5,1	0,8900	1,4880	610	175,8	22,69	7,7	98	0,8143	—10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	42,0	10,5	0,9027	1,4960	605	186,2	23,70	7,9	86	0,8305	—13
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	52,0	13,1	0,9164	1,5074	590	195,0	24,51	8,6	84	0,8480	—10

* Получено 12,0 (считая на остаток), или 3,0% (считая на нефть) петролатума.

Продолжение табл. 70

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
I группа ароматических углеводородов	21,5	5,4	0,9186	1,5020	—	—	44,87	—	—	—	—16
II группа ароматических углеводородов	10,0	2,5	0,9774	1,5502	—	—	129,7	—	—	—	10
Концентрат смолистых и сернистых соединений	—	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нефть месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло)											
Остаток выше 450 °С	100	24,6	0,9780	—	—	—	20,33 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	16
Нафтено-парафиновые углеводороды	15,0	4,4	0,8920	1,4886	651	221,6	26,47	8,4	—	0,8150	28
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	43,5	12,9	0,9112	1,4990	598	324,7	31,66	10,2	—	0,8364	15
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации*	26,0	7,7	0,9162	1,5028	580	345,2	33,70	10,2	—	0,8468	—25
I группа ароматических углеводородов	28,5	8,4	0,9191	1,5130	—	376,4	35,74	—	—	—	10
II группа ароматических углеводородов	6,5	1,9	0,9685	1,5410	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	11,0	3,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	22,0	6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	17,0	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	10,3	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* Получено 17,5 (считая на остаток), или 5,2% (считая на нефть) петролатума.

71. Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел и их компонентов

Масло	Содержание масла, %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле
Нефть месторождения Нефтяные камни											
Среднее индустриальное	6,5	0,9150	27,85	5,47	5,10	26	0,8728	0,06	0,44	<—22	201
АС-9,5	12,4	0,9100	64,89	10,06	6,45	52	0,8510	0,20	0,18	—10	219
Деасфальтизат	2,9	0,9045	464,0	45,36	10,23	—	0,8220	0,60	0,20	22	—
Нефть месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло)											
Индустриальное-12	12,2	0,8552	12,93	3,69	3,53	86	0,7937	0,01	0,10	0	168
АС-9,5	4,1	0,9044	53,05	9,27	5,97	60	0,8491	0,10	0,13	16	180
Деасфальтизат	10,9	0,9119	271,7	30,86	8,53	30	0,8383	0,54	0,15	28	284
Нефть месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло)											
Индустриальное-12	5,6	0,8804	13,42	3,92	3,50	94	0,8310	0,01	0,23	—27	177
АС-9,5	17,5	0,8987	46,37	9,27	5,00	98	0,8410	0,07	0,12	—18	226
Нефть месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло)											
Индустриальное-20	5,9	0,9035	23,18	5,12	4,34	50	—	0,02	—	—30	195
АС-10	17,3	0,9120	65,86	10,37	6,35	64	0,8521	0,10	—	—12	226
П-28	9,8	0,9198	293,8	29,52	9,90	55	0,8498	0,30	—	2	296
Нефть месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло)											
Из фракции 350—450 °С	22,9	0,9250	41,55	7,20	6,00	41	—	—	—	—12	—
Из остатка выше 450 °С	7,7	0,9162	345,2	33,70	10,20	—	0,8168	—	—	—25	—

Продолжение табл. 71

Масло	Содержание масла, %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Температура, °С застывания	Температура, °С вспышки в открытом тигле
Нефть гюргянская											
Среднее индустриальное	8,0	0,9082	26,49	5,54	4,73	44	0,8634	0,07	—	—32	188
АС-9 5	14,8	0,9021	57,91	9,63	6,00	63	0,8448	0,08	0,05	<—20	218
МС-24	2,7	0,8990	—	31,2	9,35	78	0,8200	0,39	0,03	—19	248
Нефть месторождения Сангачалы-море											
Индустриальное-12	4,2	0,8834	13,78	4,02	3,40	—	0,8344	0,01	0,01	—30	198
АС-10	13,0	0,9101	75,57	11,17	6,80	58	0,8532	0,20	0,01	—26	252
МС-24	3,9	0,9139	215,0	24,93	8,60	—	0,8390	0,32	0,02	—18	300
Нефть месторождения о. Песчаный (верхний отдел)											
Индустриальное-12	15,9	0,8730	22,15	—	—	—	—	—	—	32	—
АС-9,5	10,9	0,8993	75,6	11,02	6,87	58	0,8339	0,10	0,10	—26	235
МС-24	5,1	0,9080	—	26,70	8,06	70	0,8360	0,32	0,20	—28	244
Нефть месторождения о. Песчаный (нижний отдел)											
Индустриальное-12	9,4	0,8722	10,85	3,20	—	81	0,8240	0,03	—	—18	179
АС-10	12,5	0,8990	68,50	11,98	5,74	85	0,8200	0,20	0,07	—25	242
МС-20	3,3	0,9064	162,7	22,86	7,13	92	0,8358	0,30	0,20	—20	248
Нефть месторождения Дуванный-море											
Из фракции 350—450 °С	18,2	0,9053	28,49	5,97	4,8	64	0,8567	—	—	—7	—
450—480 °С	5,9	0,8926	51,36	9,27	5,5	81	0,8390	—	—	—12	—
Из остатка выше 480 °С	13,0	0,9164	195,0	24,51	7,9	83	0,8480	—	—	—10	—

72. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов нефти месторождения Дуванный-море

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Фракция 350—450 °С	13	35	48	52	0,57	2,16	2,73
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	17	33	50	50	0,73	1,92	2,65
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	48	48	52	0	2,70	2,70
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	44	50	50	0,28	2,30	2,58
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	41	51	49	0,32	2,28	2,60
Нафтено-парафиновые I, II и III группы ароматических углеводородов	13	39	52	48	0,51	2,19	2,70
Нафтено-парафиновые I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	37	53	47	0,68	1,92	2,60
Фракция 450—480 °С	15	38	53	47	0,66	2,45	3,13
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	18	39	57	43	0,78	1,90	2,68
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	43	43	57	0	2,73	2,73
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	42	50	50	0,30	2,33	2,63
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	42	54	46	0,45	2,22	2,67
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	15	41	56	43	0,55	2,19	2,74
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	38	56	44	0,70	2,22	2,92

73. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов нефти месторождения Дуванный-море

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	37	37	63	0	3,40	3,40

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	32	39	61	0,48	3,27	3,75
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	29	41	59	0,90	2,92	3,82

74. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Месторождение нефти	Содержание, %			2,5П	$A+C_C$	$A+C_C-2,5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Нефтяные камни	0,10	10,0	1,0	2,50	10,10	7,60
Нефтяные камни (северо-восточное крыло)	0,38	10,0	0,97	2,43	10,38	7,95
Нефтяные камни (юго-западное крыло)	0,58	12,0	0,30	0,75	12,58	11,83
Грязевая сопка (северо-восточное крыло)	1,00	11,0	0,64	1,60	12,00	10,40
Грязевая сопка (юго-западное крыло)	0,50	10,0	0,58	1,45	10,50	9,05
о. Жилой	0,12	10,0	0,12	0,30	10,12	9,82
Артемовская	1,70	14,0	0,37	0,93	15,70	14,77
Гюргянская	—	10,0	1,60	4,00	10,00	6,00
о. Песчаный (верхний отдел)*	0,20	5,0	14,70	36,75	2,50	—34,25
о. Песчаный (нижний отдел)*	1,49	8,0	11,00	27,50	9,49	—18,01
Сангачалы-море*	1,06	10,0	7,20	18,00	17,20	—0,80
Дуванный-море*	0,40	7,0	8,70	21,75	7,40	—14,35

* Из этих нефтей не могут быть получены дорожные битумы.

75. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—100	2,90	2,90	0,6939	88	—	—	—	—
2	100—128	3,00	5,90	0,7627	97	—	—	—	—
3	128—154	2,87	8,77	0,7790	100	—	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
4	154—179	3,24	12,01	0,7901	123	—	—	—	—
5	179—196	2,96	14,97	0,8093	134	—	—	—	—
6	196—207	3,11	18,08	0,8232	146	—	—	—	—
7	207—219	3,11	21,19	0,8323	158	—	—	—	—
8	219—235	2,93	24,12	0,8430	171	—	—	—	—
9	235—250	3,18	27,30	0,8510	182	—	—	—	—
10	250—272	3,51	30,81	0,8600	195	—	—	—	108
11	272—288	3,33	34,14	0,8680	209	3,00	—	—	115
12	288—300	3,30	37,44	0,8760	223	3,60	—	—	125
13	300—314	3,21	40,65	0,8835	236	4,20	1,00	—	136
14	314—328	3,27	43,92	0,8900	247	5,60	1,80	—	147
15	328—342	3,18	47,10	0,8960	264	7,40	2,40	—	159
16	342—352	3,36	50,46	0,9036	279	10,40	3,30	—	171
17	352—366	3,33	53,79	0,9090	284	14,00	4,20	—	184
18	366—390	3,27	57,06	0,9153	314	18,00	5,10	—	196
19	390—402	3,06	60,12	0,9200	326	23,20	6,20	—	205
20	402—412	3,11	63,23	0,9246	342	30,00	7,69	—	212
21	412—423	3,06	66,29	0,9280	362	41,95	9,20	<—18	218
22	423—433	2,97	69,25	0,9310	388	64,30	10,40	—17	224
23	433—445	4,24	73,49	0,9310	417	105,7	11,60	—15	229
24	Остаток	25,00	98,49	0,9645	660	—	—	—	305

76. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—88	1,60	1,60	0,7020	79	—	—	—	—
2	88—115	2,50	4,10	0,7370	97	—	—	—	—
3	115—133	2,64	5,74	0,7531	108	—	—	—	—
4	133—153	2,87	9,61	0,7565	118	—	—	—	—
5	153—172	3,40	13,01	0,7920	128	—	—	—	—
6	172—187	2,93	15,94	0,8070	134	—	—	—	—
7	187—205	3,17	19,11	0,8218	142	—	—	—	—
8	205—218	2,90	22,01	0,8319	149	—	—	—	—
9	218—228	3,00	25,01	0,8416	157	—	—	—	—
10	228—243	3,13	28,14	0,8490	165	—	—	—	—
11	243—260	3,13	31,27	0,8580	174	—	—	—	104
12	260—276	3,03	34,30	0,8640	181	2,21	—	—	111
13	276—288	3,03	37,33	0,8710	191	2,50	—	—	119
14	288—303	3,03	40,36	0,8770	199	3,00	—	—	127
15	303—316	3,13	43,49	0,8817	210	3,70	—	—	135
16	316—328	3,03	46,52	0,8880	219	4,39	—	—	144
17	328—342	3,13	49,55	0,8935	232	6,00	1,80	<—20	152

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
18	342—354	3,17	52,82	0,8990	247	7,80	2,34	—18	160
19	354—370	3,07	55,89	0,9047	252	10,03	3,00	—12	169
20	370—386	3,24	59,13	0,9104	280	16,64	3,43	—5	180
21	386—401	3,03	62,16	0,9167	296	23,87	5,00	0	189
22	401—417	3,10	65,26	0,9220	311	39,33	6,43	3	197
23	417—436	3,17	68,43	0,9270	326	59,02	8,50	6	206
24	436—458	3,50	71,93	0,9320	341	94,70	11,04	8	216
25	458—478	3,27	75,20	0,9375	354	143,5	14,40	10	226
26	478—500	4,00	79,20	0,9410	365	197,0	18,37	13	236
27	Остаток	19,84	99,04	0,9809	631	—	—	—	318

77. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—95	2,73	2,73	0,6986	103	—	—	—	—
2	95—125	3,07	5,80	0,7280	109	—	—	—	—
3	125—146	2,90	8,70	0,7570	118	—	—	—	—
4	146—166	3,20	11,90	0,7834	129	—	—	—	—
5	166—186	3,10	15,00	0,8073	138	—	—	—	—
6	186—206	3,20	18,20	0,8280	161	—	—	—	—
7	206—220	2,70	20,90	0,8385	163	—	—	—	—
8	220—235	2,37	23,27	0,8470	174	—	—	—	84
9	235—252	2,87	26,14	0,8540	184	—	—	—	90
10	252—269	2,93	29,07	0,8607	196	—	—	—	98
11	269—285	2,90	31,97	0,8670	209	—	—	—	106
12	285—300	2,80	34,77	0,8750	221	—	—	—	114
13	300—314	2,97	37,74	0,8800	233	—	—	—	123
14	314—328	2,83	40,57	0,8850	248	—	—	—	132
15	328—343	3,03	43,60	0,8910	263	4,80	—		141
16	343—357	3,00	46,60	0,8961	280	7,32	—	—	150
17	357—386	6,00	52,60	0,9050	305	12,50	—	—	163
18	386—402	3,17	55,70	0,9120	333	20,10	4,65	—	178
19	402—416	3,03	58,80	0,9190	351	30,00	5,49	—	189
20	416—434	3,30	62,10	0,9243	369	42,30	7,32	—	200
21	434—450	3,17	65,27	0,9300	386	61,00	10,86	—	210
22	450—466	3,13	68,40	0,9360	402	82,00	13,00	—	221
23	466—478	2,93	71,33	0,9400	415	106,00	15,86	<—19	231
24	478—488	3,07	74,40	0,9410	428	130,16	19,40	—17	241
25	488—498	3,13	77,53	0,9520	439	154,0	22,00	—9	252
26	Остаток	21,07	98,60	0,9793	850	—	—	—	—

78. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—145	1,82	1,82	0,7519	106	—	—	—	—
2	145—175	2,01	3,83	0,8019	131	—	—	—	—
3	175—200	2,32	6,17	0,8254	147	—	—	—	—
4	200—215	2,06	8,23	0,8433	163	—	—	—	—
5	215—233	2,47	10,70	0,8556	176	1,73	—	—	—
6	233—250	2,83	13,53	0,8660	186	2,12	—	—	109
7	250—254	2,80	16,33	0,8765	197	2,36	—	—	120
8	254—278	2,77	19,10	0,8836	206	2,82	1,46	—	135
9	278—294	3,61	22,71	0,8921	215	3,53	1,61	—	148
10	294—303	2,61	25,22	0,8973	224	4,46	1,80	—	156
11	303—313	2,90	28,22	0,9030	234	5,39	2,00	—	162
12	313—324	2,83	31,05	0,9090	242	6,95	2,20	—	168
13	324—332	2,56	33,61	0,9146	253	8,45	2,57	—	174
14	332—343	2,43	36,04	0,9186	259	10,61	2,94	—	181
15	343—355	2,46	38,50	0,9226	267	13,13	3,47	—	188
16	355—368	2,50	41,00	0,9264	276	17,58	4,02	—	194
17	368—380	2,32	43,32	0,9300	286	22,80	4,21	—	199
18	380—390	2,40	45,72	0,9343	295	30,05	5,85	—	207
19	390—400	2,40	48,12	0,9363	306	40,40	6,90	—	213
20	400—410	2,16	50,28	0,9386	313	51,15	7,93	—	220
21	410—420	2,55	52,83	0,9418	324	58,68	8,87	—23	226
22	420—432	3,03	55,86	0,9440	342	74,55	10,35	—20	235
23	Остаток	42,34	98,20	0,9700	658	—	—	—	—

79. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки
1	н. к.—70	0,68	0,68	0,7075	—	96	0,72	—	—	—	—
2	70—105	0,76	1,44	0,7419	1,4163	112	0,91	—	—	—	—
3	105—141	1,63	3,07	0,7744	1,4273	128	1,04	—	—	—	—
4	141—160	1,63	4,70	0,7954	1,4374	140	1,34	—	—	—	—
5	160—180	2,28	6,98	0,8114	1,4463	152	1,59	—	—	—	—
6	180—196	2,28	9,26	0,8282	1,4543	164	1,97	1,40	—	—	—
7	196—212	2,28	11,54	0,8403	1,4604	174	2,40	1,57	—	—	—
8	212—228	2,32	13,86	0,8509	1,4655	184	3,00	1,73	—	—	—
9	228—247	2,80	16,66	0,8602	1,4777	194	3,80	2,10	—	—	—
10	247—260	2,61	19,27	0,8700	1,4844	204	4,94	2,40	—	—	—
11	260—276	2,83	22,10	0,8786	1,4873	213	6,19	2,70	1,28	—	—
12	276—287	2,56	24,66	0,8852	1,4904	222	7,68	3,17	1,49	—	118
13	287—298	2,92	27,58	0,8920	1,4934	231	9,40	3,59	1,60	—	127

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки
14	298—308	2,58	30,16	0,8980	1,4964	237	11,60	4,07	1,73	—	134
15	308—316	2,26	32,42	0,9030	1,5002	243	14,03	4,79	1,79	—	142
16	316—328	2,64	35,60	0,9084	1,5034	250	16,95	5,85	1,98	—	148
17	328—337	2,80	37,86	0,9138	1,5066	258	23,42	7,07	2,27	—58	156
18	337—345	2,67	40,53	0,9190	1,5112	266	36,44	9,51	2,75	—56	164
19	345—356	2,48	43,01	0,9256	1,5144	273	59,60	13,29	3,29	—53	172
20	356—368	2,85	45,86	0,9281	1,5164	283	—	18,78	4,07	—50	178
21	368—380	2,64	48,50	0,9339	1,5186	292	—	26,97	4,80	—46	186
22	380—390	2,58	51,08	0,9383	1,5190	303	—	39,64	5,70	—42	194
23	390—402	3,02	54,10	0,9417	1,5194	313	—	50,40	6,71	—36	204
24	402—412	3,02	57,12	0,9150	1,5206	324	—	—	7,80	—30	214
25	412—421	3,00	60,12	0,9480	—	337	—	—	9,33	—22	227
26	421—431	3,00	63,12	0,9510	—	348	—	—	10,40	—16	238
27	431—440	3,00	66,12	0,9540	—	361	—	—	12,00	—8	253
28	440—450	2,88	69,00	0,9566	—	374	—	—	13,30	0	268
29	Остаток	30,75	99,75	—	—	—	—	—	—	—	—

80. Разгонка (ИТК) артемовской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—168	2,63	2,63	0,7618	121	—	—	—	—
2	168—198	3,51	6,14	0,7980	145	—	—	—	—
3	198—221	3,14	9,28	0,8270	165	—	—	—	—
4	221—241	3,17	12,45	0,8289	181	—	—	—	—
5	241—262	3,14	15,59	0,8645	183	—	—	—	103
6	262—282	2,93	18,52	0,8787	212	—	—	—	112
7	282—290	3,10	21,62	0,8862	224	—	—	—	123
8	290—313	3,17	24,79	0,8953	238	—	—	—	132
9	313—326	3,14	27,98	0,9018	252	—	—	—	143
10	326—341	3,24	31,17	0,9085	266	—	—	—	154
11	341—355	3,30	34,47	0,9140	280	—	—	—	164
12	355—366	3,04	37,51	0,9200	292	16,00	4,90	—	174
13	366—378	3,10	40,61	0,9245	306	23,80	5,40	—	184
14	378—390	3,10	43,71	0,9282	318	33,00	5,90	—	193
15	390—400	3,27	46,98	0,9340	328	45,40	7,20	—	203
16	400—414	3,17	50,15	0,9390	340	68,20	9,09	—	211
17	414—428	3,24	52,49	0,9440	351	92,0	10,20	—	225
18	428—440	2,30	56,79	0,9489	361	122,6	12,09	<—18	234
19	440—454	2,44	60,23	0,9538	372	158,5	15,10	—	246
20	454—470	3,04	63,27	0,9585	383	194,0	17,00	—	256
21	470—485	3,04	66,91	0,9622	393	229,7	19,60	—	266
22	Остаток	29,89	96,80	1,0379	—	—	—	—	287

81. Разгонка (ИТК) гюргянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—111	1,57	1,53	0,7077	102	—	—	—	—
2	111—140	2,46	4,03	0,7485	116	—	—	—	—
3	140—168	2,89	6,92	0,7786	129	—	—	—	—
4	168—188	2,51	9,43	0,8014	141	—	—	—	—
5	188—204	2,65	12,08	0,8180	152	—	—	—	—
6	204—216	2,89	14,97	0,8303	162	—	—	—	—
7	216—231	3,16	18,13	0,8415	170	—	—	—	—
8	231—246	3,35	21,48	0,8502	181	—	—	—	—
9	246—258	3,25	24,73	0,8585	192	—	—	—	—
10	258—270	2,89	27,62	0,8630	203	—	—	—	112
11	270—282	3,11	30,73	0,8660	213	—	—	—	118
12	282—294	2,96	33,69	0,8680	224	—	—	—	126
13	294—304	3,01	36,70	0,8714	234	—	—	—	135
14	304—316	3,18	39,68	0,8749	244	—	—	—	142
15	316—328	3,06	42,94	0,8793	255	—	—	—	152
16	328—338	3,13	46,07	0,8850	267	—	—	—	160
17	338—352	3,18	49,25	0,8910	280	—	—	<—20	168
18	352—366	3,37	52,62	0,8965	294	10,65	—	—15	177
19	366—380	3,16	55,78	0,9013	318	15,10	—	—8	187
20	380—394	3,42	59,20	0,9072	353	21,11	—	0	196
21	394—408	2,96	62,16	0,9124	404	32,89	6,29	6	203
22	408—420	3,25	65,41	0,9182	454	51,60	8,16	12	213
23	420—446	6,00	71,43	0,9252	542	84,36	11,28	20	224
24	Остаток	27,89	99,30	0,9640	963	—	—	—	302

82. Разгонка (ИТК) нефти месторождения о. Песчаный (верхний отдел) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—92	3,49	3,49	0,7092	90	—	—	—	—
2	92—113	2,39	5,88	0,7477	102	—	—	—	—
3	113—135	2,42	8,30	0,7630	112	—	—	—	—
4	135—157	2,66	10,96	0,7765	121	—	—	—	—
5	157—181	3,19	14,15	0,7898	133	—	—	—	—
6	181—203	2,72	16,87	0,7913	143	—	—	—	—
7	203—228	3,53	20,40	0,8035	154	—	—	—	—
8	228—245	2,83	23,23	0,8147	164	—	—	<—19	—
9	245—263	3,16	26,39	0,8265	172	—	—	—15	—
10	263—278	2,69	29,08	0,8330	180	—	—	—12	—
11	278—290	2,52	31,60	0,8375	187	—	—	—9	—
12	290—300	2,99	34,59	0,8414	194	—	—	—6	—
13	300—313	2,95	37,54	0,8450	200	—	—	—2	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
14	313—325	2,83	40,37	0,8472	205	—	—	2	—
15	325—335	2,45	42,82	0,8485	212	3,91	—	6	122
16	335—346	2,93	45,75	0,8498	221	4,75	—	11	141
17	346—361	2,69	48,44	0,8503	234	5,70	—	15	158
18	361—374	2,83	51,27	0,8526	246	6,99	2,85	20	171
19	374—385	2,80	54,07	0,8560	259	8,35	3,01	24	184
20	385—400	2,95	57,02	0,8610	272	10,98	3,53	28	197
21	400—411	2,83	59,85	0,8650	286	14,20	4,00	32	209
22	411—425	2,77	62,62	0,8720	300	18,00	4,60	35	218
23	425—438	2,77	65,39	0,8790	313	22,90	5,30	38	224
24	438—447	2,55	67,94	0,8853	327	27,85	6,22	41	230
25	447—465	2,93	70,87	0,8930	341	33,40	7,10	43	234
26	465—480	2,83	73,70	0,9000	356	37,80	8,00	46	238
27	480—490	3,13	76,83	0,9070	370	Параф.	9,10	47	240
28	490—507	3,96	80,79	0,9121	387	Параф.	10,49	49	242
29	Остаток	17,92	98,7	0,9288	474	—	—	—	—

83. Разгонка (ИТК) нефти месторождения о. Песчаный (нижний отдел) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—123	2,70	2,70	0,7432	98	—	—	—	—
2	123—152	2,00	4,70	0,7707	109	—	—	—	—
3	152—171	2,10	6,80	0,7818	119	—	—	—	—
4	171—193	2,66	9,46	0,7941	133	—	—	—	—
5	193—212	2,26	11,72	0,8070	148	—	—	—	—
6	212—226	2,40	14,12	0,8190	162	—	—	—	78
7	226—238	2,13	16,25	0,8288	176	—	—	<—18	86
8	238—252	2,96	19,21	0,8360	186	—	—	—12	93
9	252—264	2,93	22,14	0,8440	198	—	—	—6	100
10	264—278	3,16	25,30	0,8506	205	—	—	—2	108
11	278—290	3,06	28,36	0,8552	212	3,78	—	2	116
12	290—301	2,86	31,22	0,8580	214	4,05	—	6	123
13	301—313	3,10	34,32	0,8598	218	4,34	1,76	10	132
14	313—325	3,10	37,42	0,8622	221	4,98	1,85	12	137
15	325—338	3,10	40,52	0,8639	225	5,53	1,96	15	144
16	338—350	3,03	43,55	0,8662	228	6,52	2,10	18	151
17	350—365	3,40	46,95	0,8690	234	7,78	2,31	21	159
18	365—380	3,42	50,37	0,8738	241	9,70	2,66	24	169
19	380—392	3,16	53,58	0,8779	250	11,90	3,08	27	178
20	392—412	3,32	56,85	0,8837	262	15,00	3,85	30	188
21	412—426	3,16	60,01	0,8940	275	19,50	4,91	33	198
22	426—442	3,11	63,12	0,9020	286	25,75	6,10	35	208

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
23	442—461	3,32	66,44	0,9123	300	35,57	7,36	38	218
24	461—480	3,16	69,60	0,9221	316	49,17	8,88	41	229
25	480—500	3,20	72,80	0,9320	331	61,00	10,49	44	239
26	Остаток	25,60	98,40	0,9605	576	—	—	—	312

84. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Сангачалы-море в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н. к.—71	1,84	1,84	0,7190	92	—	—	—	—
2	71—107	2,80	4,64	0,7514	106	—	—	—	—
3	107—138	2,60	7,24	0,7690	120	—	—	—	—
4	138—162	2,60	9,84	0,7828	134	—	—	—	—
5	162—185	2,72	12,56	0,7970	146	—	—	—	—
6	185—205	2,76	15,32	0,8130	160	—	—	—	—
7	205—222	2,96	18,28	0,8280	174	—	—	—	—
8	222—240	2,96	21,24	0,8375	187	1,85	—	—	100
9	240—258	3,20	24,44	0,8440	199	2,27	—	—	120
10	258—272	2,96	27,40	0,8505	211	2,75	—	—23	130
11	272—285	2,96	30,36	0,8542	226	3,47	—	—15	139
12	285—298	2,80	33,16	0,8552	238	4,07	—	—9	146
13	298—311	3,32	36,48	0,8622	249	5,03	1,95	—7	158
14	311—324	3,04	39,52	0,8680	260	6,35	2,30	3	160
15	324—336	2,84	42,36	0,8745	272	7,73	2,65	8	167
16	336—346	3,00	45,36	0,8799	281	9,60	3,05	13	173
17	346—358	2,80	48,16	0,8870	291	11,83	3,47	17	179
18	358—372	2,64	50,80	0,8922	299	14,70	4,02	21	184
19	372—390	2,60	53,40	0,8960	308	17,58	4,71	24	189
20	390—405	2,40	55,80	0,9023	317	21,68	5,46	27	195
21	405—423	2,64	58,44	0,9082	322	26,60	6,20	29	203
22	423—442	2,44	60,88	0,9150	331	34,53	7,32	31	210
23	442—450	1,20	62,08	0,9195	335	38,81	7,84	32	215
24	Остаток	36,20	98,28	0,9412	603	—	—	—	286

85. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Дуванный-море в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки
1	н. к.—90	2,0	2,00	0,7284	1,4060	91	—	—	—	—	—
2	90—104	1,76	3,76	0,7497	1,4230	102	0,78	—	—	—	—
3	104—125	1,76	5,52	0,7661	1,4290	117	1,00	—	—	—	—
4	125—155	1,94	7,46	0,7801	1,4380	128	1,21	—	—	—	—
5	155—175	2,04	9,50	0,7936	1,4430	139	1,57	—	—	—	—
6	173—195	2,30	11,80	0,8063	1,4490	151	1,80	—	—	—	—
7	195—210	2,16	13,96	0,8205	1,4570	160	2,00	—	—	—	—
8	210—235	2,52	16,48	0,8325	1,4642	171	2,51	1,76	—	—47	—
9	233—250	2,65	19,13	0,8410	1,4785	180	3,60	1,85	—	—40	96
10	250—270	2,88	22,01	0,8480	1,4790	191	4,05	2,15	—	—35	105
11	270—286	3,47	25,48	0,8555	1,4795	201	4,80	2,40	—	—29	118
12	286—298	2,52	28,00	0,8606	1,4800	215	6,10	2,95	1,30	—22	128
13	298—306	2,22	30,22	0,8640	1,4815	219	7,20	3,60	1,60	—17	134
14	306—314	2,50	32,72	0,8682	1,4830	227	8,93	3,95	1,78	—13	142
15	314—322	2,35	35,07	0,8720	1,4855	235	11,00	4,80	2,00	—8	150
16	322—332	2,50	37,57	0,8749	1,4870	242	13,84	5,56	2,18	—4	157
17	332—342	2,58	40,15	0,8822	1,4915	250	17,00	6,40	2,40	1	164
18	342—356	2,90	43,05	0,8858	1,4920	259	21,20	8,05	2,71	5	170
19	356—366	2,65	45,70	0,8880	1,4933	272	28,40	9,80	3,20	10	179
20	366—380	2,70	48,40	0,8911	1,4935	296	40,47	11,80	3,60	14	186
21	380—396	2,70	51,10	0,8916	1,4946	302	—	14,50	4,30	17	194
22	398—412	2,58	53,68	0,8948	1,4970	316	—	18,17	4,79	20	199
23	412—426	2,48	56,16	0,8975	1,4980	333	—	23,00	5,60	22	205
24	426—438	2,48	58,64	0,9023	1,5002	342	—	29,00	6,22	24	211
25	438—446	2,60	61,24	0,9047	1,5025	356	—	36,60	7,20	27	216
26	446—455	2,84	64,08	0,9064	1,5050	365	—	46,40	8,00	29	222
27	455—464	2,73	66,81	0,9111	1,5075	375	—	54,40	8,80	31	228
28	464—472	2,88	69,69	0,9150	1,5083	388	—	64,40	9,40	34	237
29	472—478	2,88	72,57	0,9159	1,5088	398	—	—	11,60	36	243
30	478—484	2,63	75,20	0,9180	1,5095	408	—	—	13,20	38	250
31	Остаток	24,47	99,67	—	—	—	—	—	—	—	—

86. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Нефть месторождения Нефтяные камни								
150	3,5	0,7661	—	—	—	—	—	—
175	6,5	0,7740	—	90	107	145	216	238
200	11,6	0,7870	—	100	115	172	242	286
225	18,0	0,8013	—	103	123	187	258	290
250	25,5	0,8160	—	120	136	198	265	292
275	33,5	0,8280	—	126	157	224	290	310
300	41,8	0,8380	—	139	160	237	315	339
325	50,0	0,8480	—	139	168	259	347	—
350	58,3	0,8568	—	139	174	264	365	—
Нефть месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло)								
150	2,3	0,7643	120	—	—	—	—	—
175	6,8	0,7740	124	91	101	141	212	220
200	13,8	0,7870	130	99	114	160	244	252
225	22,0	0,8010	140	108	127	177	248	270
250	30,5	0,8113	149	115	135	201	276	295
275	39,7	0,8234	159	125	144	214	290	312
300	46,4	0,8333	167	133	155	238	309	330
325	54,3	0,8433	174	143	174	250	309	357
350	62,0	0,8535	183	174	177	261	359	—
Нефть артемовская								
175	3,9	0,8092	154	—	—	—	—	—
200	7,3	0,8140	156	138	144	194	249	268
225	11,5	0,8220	158	145	157	202	266	289
250	16,7	0,8350	164	150	162	226	289	307
275	21,6	0,8464	171	156	168	250	311	328
300	26,0	0,8558	181	162	171	264	338	346
325	35,7	0,8730	206	167	177	269	355	—
350	43,0	0,8840	220	174	182	284	—	—
Нефть месторождения о. Песчаный (верхний отдел)								
150	3,9	0,7720	—	—	—	—	—	—
175	9,2	0,7830	112	—	—	—	—	—
200	14,2	0,7915	129	104	115	178	268	290
225	20,3	0,7990	142	106	118	19[illegible]	292	312
250	26,4	0,8050	152	142	157	228	295	323
275	33,4	0,8120	162	168	189	253	317	341
300	41,3	0,8176	171	175	190	262	335	351
325	50,1	0,8240	181	185	207	277	345	—
350	55,4	0,8279	187	191	215	295	—	—

87. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$
Нефть месторождения Нефтяные камни					
150	96,5	0,9040	—	1,56	1,34
175	93,5	0,9060	—	1,72	1,42
200	88,4	0,9150	—	3,18	1,50
225	82,0	0,9180	—	4,33	1,62
250	74,5	0,9270	—	7,55	1,88
275	66,5	0,9358	—	9,66	2,30
300	58,2	0,9438	—	—	2,95
325	50,0	0,9500	—	—	4,30
350	41,7	0,9562	—	—	6,81
Нефть месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло)					
150	97,7	0,7872	231	1,69	—
175	93,2	0,8948	255	1,81	—
200	86,2	0,8997	279	2,18	—
225	78,0	0,9095	304	3,13	—
250	69,5	0,9175	327	5,13	—
275	60,3	0,9259	353	8,43	1,65
300	53,6	0,9314	376	—	2,33
325	45,7	0,9388	399	—	3,23
350	38,0	0,9430	426	—	4,64
Нефть артемовская					
175	96,1	0,9311	320	8,28	1,72
200	92,7	0,9360	326	10,09	1,80
225	88,5	0,9440	334	11,46	1,96
250	83,3	0,9465	350	—	2,38
275	78,4	0,9501	365	—	2,87
300	74,0	0,9527	382	—	3,51
325	64,3	0,9580	419	—	4,95
350	57,0	0,9620	441	—	6,32
Нефть месторождения о. Песчаный (верхний отдел)					
150	96,0	0,8463	247	1,73	—
175	90,8	0,8672	287	1,85	1,19
200	85,8	0,8790	307	2,10	1,24
225	79,7	0,8880	322	2,45	1,30
250	73,6	0,8957	334	2,95	1,36
275	66,6	0,8990	346	3,77	1,46
300	58,7	0,9031	357	5,68	1,66
325	49,9	0,9090	363	8,64	1,95
350	44,6	0,9158	376	—	2,16

88. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни

Выход (на нефть) остатка, %	d_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С	
				застывания	вспышки в открытом тигле
25,00	0,9615	—	—	—	306
29,34	0,9610	—	—	—	273
32,20	0,9585	—	—	—	260
35,26	0,9560	—	—	—	248
38,37	0,9535	—	9,25	—5	238
41,43	0,9510	—	7,60	—7	229
44,70	0,9485	—	6,00	—9	220
48,03	0,9456	—	4,53	—12	210
51,39	0,9430	—	3,70	—15	200
54,57	0,9402	—	3,10	—17	192
57,68	0,9378	—	2,65	—19	182
61,05	0,9350	—	2,30	<—20	173
64,35	0,9328	11,92	1,99	—	164
67,68	0,9300	8,40	1,85	—	154
71,19	0,9270	6,10	1,70	—	144
74,57	0,9243	4,95	1,60	—	135
77,30	0,9217	4,16	1,50	—	128
80,41	0,9190	3,63	1,42	—	119
83,52	0,9165	3,20	1,36	—	112
86,48	0,9134	2,90	1,31	—	115
89,72	0,9108	2,67	1,28	—	98
92,59	0,9080	2,42	—	—	—
95,59	0,9038	2,20	—	—	—
98,49	0,8993	1,98	—	—	—

89. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни (северо-восточное крыло)

Выход (на нефть) остатка, %	d_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
19,81	0,9809	—	—	—	—	318	—
23,81	0,9697	—	—	—	—	290	—
27,11	0,9635	—	—	—	—	262	—
30,61	0,9585	—	—	9,34	5	247	6,07
33,78	0,9545	—	—	6,00	2	234	5,75
36,88	0,9510	—	—	4,60	0	222	5,42
39,91	0,9480	—	—	3,80	—2	212	5,20
43,15	0,9450	—	9,34	3,12	—4	202	4,90
46,22	0,9420	—	7,00	—	—7	191	4,68
49,39	0,9390	—	5,40	—	—9	182	4,40
52,52	0,9360	—	4,40	—	—11	172	4,15
55,55	0,9338	13,41	3,69	—	—	164	3,93
58,68	0,9305	10,60	—	—	—	154	3,70
61,71	0,9278	8,50	—	—	—	147	3,45
64,74	0,9250	6,80	—	—	—	139	3,27
67,77	0,9224	5,66	—	—	—	132	3,03

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
70,90	0,9197	4,70	—	—	—	125	2,87
74,03	0,9168	3,98	—	—	—	119	2,70
77,03	0,9135	3,45	—	—	—	112	2,57
79,93	0,9106	3,04	—	—	—	106	2,47
83,10	0,9070	2,65	—	—	—	—	2,36
86,03	0,9035	2,35	—	—	—	—	2,27
89,43	0,8985	2,03	—	—	—	—	2,17
92,30	0,8940	1,75	—	—	—	—	2,08
94,94	0,8895	1,54	—	—	—	—	2,02
97,44	0,8845	—	—	—	—	—	1,98
99,04	0,8804	—	—	—	—	—	1,95

90. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Нефтяные камни (юго-западное крыло)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
21,07	0,9793	—	—	—	—	—	10,79
24,20	0,9758	—	—	—	—	—	—
27,27	0,9720	—	—	—	—	—	—
30,20	0,9690	—	—	11,70	3	284	8,30
33,33	0,9658	—	—	9,37	0	—	7,55
36,50	0,9622	—	—	7,40	—3	260	6,90
39,80	0,9584	—	—	5,80	—7	247	6,28
42,83	0,9552	—	12,30	4,70	—10	236	5,82
46,00	0,9516	—	10,75	3,89	—14	224	5,42
52,00	0,9452	—	8,02	2,76	—19	200	4,82
55,00	0,9421	—	6,82	2,39	<—20	189	4,65
58,03	0,9390	15,65	5,70	2,08	—	177	4,44
60,86	0,9360	14,15	4,78	1,89	—	167	4,30
63,83	0,9332	12,20	4,02	1,72	—	155	4,12
66,63	9,9309	10,32	3,42	—	—	146	4,00
69,53	0,9278	8,53	2,85	—	—	136	3,82
72,46	0,9246	7,00	2,39	—	—	126	3,69
75,83	0,9218	5,63	2,10	—	—	118	3,52
77,70	0,9190	4,90	1,90	—	—	110	3,39
80,40	0,9158	4,10	1,70	—	—	104	3,22
83,69	0,9118	3,40	1,58	—	—	97	3,03
86,70	0,9080	2,81	1,48	—	—	93	2,80
89,90	0,9030	2,40	1,44	—	—	89	2,60
92,80	0,8980	2,10	—	—	—	—	2,39
95,87	0,8920	1,85	—	—	—	—	2,17
98,60	0,8844	1,76	—	—	—	—	1,87

91. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Грязевая сопка (северо-восточное крыло)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
42,34	0,9700	—	—	—	—	300	8,48
45,27	0,9677	—	—	—	—	286	7,80
47,92	0,9656	—	—	—	—	277	7,30
50,08	0,9642	—	—	8,79	—	270	6,92
52,48	0,9630	—	—	7,50	5	262	6,55
54,88	0,9614	—	—	6,40	2	254	6,20
57,20	0,9600	—	—	5,50	0	247	5,90
59,70	0,9589	—	19,48	4,72	—3	239	5,55
62,16	0,9570	—	12,00	4,05	—5	232	5,28
64,59	0,9550	—	9,95	3,48	—8	224	5,00
67,15	0,9540	—	8,40	3,04	—10	216	4,75
69,98	0,9520	—	6,98	2,63	—12	207	4,49
72,88	0,9498	—	5,95	2,30	—13	199	4,28
75,49	0,9480	—	5,20	2,10	—15	192	4,05
79,10	0,9445	—	4,30	1,85	—16	182	3,80
81,87	0,9421	11,66	3,75	1,76	—17	174	3,60
84,67	0,9390	7,20	3,28	1,60	—18	165	3,40
87,40	0,9368	6,00	2,92	1,50	—19	156	3,25
89,97	0,9335	5,20	2,63	1,40	<—19	148	3,10
92,03	0,9314	4,78	2,44	1,36	—	140	2,95
94,37	0,9280	4,40	2,30	—	—	—	2,85
96,38	0,9254	4,25	2,20	—	—	—	2,82
98,20	0,9230	4,11	2,10	—	—	—	2,80

92. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Грязевая сопка (юго-западное крыло)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
30,75	0,9780	—	—	—	—	9,20
33,63	0,9755	—	—	—	—	8,40
36,63	0,9735	—	—	—	—	7,70
39,63	0,9713	—	—	—	—	7,00
42,63	0,9693	—	6,66	6	250	6,36
45,65	0,9670	—	6,05	4	238	5,75
48,67	0,9655	—	5,50	1	228	5,20
51,25	0,9636	—	5,00	—1	220	4,85
53,89	0,9620	—	4,60	—3	210	4,60
56,74	0,9601	—	4,14	—5	204	4,32
59,22	0,9590	—	3,75	—8	197	4,10
61,89	0,9571	—	3,32	—10	190	3,88
64,69	0,9552	—	2,90	—12	183	3,70
67,33	0,9534	—	2,63	—14	178	3,55
69,59	0,9516	9,80	2,34	—16	172	3,44
72,17	0,9498	9,50	2,15	—18	166	3,30
75,09	0,9470	9,20	1,90	—20	159	3,15

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
77,65	0,9449	8,90	1,80	—23	154	3,00
80,48	0,9428	8,60	1,75	—25	148	2,90
83,09	0,9400	8,33	1,70	—27	142	2,82
85,89	0,9375	7,87	—	—30	135	2,67
88,21	0,9354	7,55	—	—32	129	2,60
90,49	0,9322	7,12	—	—34	122	2,50
92,77	0,9290	6,05	—	—37	116	2,49
95,05	0,9262	5,99	—	—39	110	2,48
96,68	0,9230	5,30	—	—41	—	2,47
98,31	0,9204	4,70	—	—43	—	2,46
99,07	0,9183	3,90	—	—44	—	2,45
99,75	0,9176	3,50	—	—45	—	2,44

93. Характеристика остатков разной глубины отбора артемовской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
29,89	1,0379	—	—	22	287	13,92
33,53	0,9960	—	—	17	268	12,50
36,57	0,9910	—	—	13	256	11,50
40,01	0,9855	—	—	9	244	10,60
43,31	0,9808	—	—	5	234	9,70
46,65	0,9763	—	12,45	2	224	9,08
49,82	0,9725	—	8,80	—2	216	8,38
53,09	0,9680	—	7,28	—6	208	7,70
56,19	0,9643	—	6,10	—10	200	7,08
59,29	0,9604	—	5,28	—13	194	6,40
62,33	0,9570	—	4,60	—16	187	6,00
65,63	0,9530	—	3,80	—18	180	5,42
68,87	0,9490	—	3,10	—20	174	4,84
72,01	0,9455	—	2,56	<—20	167	4,40
75,18	0,9420	—	1,90	—	161	4,00
78,28	0,9385	—	1,40	—	156	3,98
81,21	0,9355	—	—	—	149	3,96
84,35	0,9323	12,60	—	—	144	3,94
87,52	0,9293	8,98	—	—	—	3,92
90,60	0,9262	7,32	—	—	—	3,90
94,17	0,9230	6,60	—	—	—	3,88
96,80	0,9210	5,80	—	—	—	3,85

94. Характеристика остатков разной глубины отбора гюргянской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С	
					застывания	вспышки в открытом тигле
27,89	0,9640	—	—	—	—	302
33,89	0,9555	—	—	10,69	18	270
37,14	0,9520	—	—	8,40	15	258
40,10	0,9486	—	—	6,80	12	248
43,52	0,9450	—	—	5,15	8	238
46,68	0,9418	—	—	4,00	5	228
50,05	0,9382	—	8,35	3,04	2	218
53,23	0,9350	—	7,03	2,50	—1	208
56,36	0,9320	—	6,00	2,05	—4	200
59,42	0,9290	16,20	4,97	1,73	—7	190
62,60	0,9260	12,65	4,00	1,45	—10	180
65,61	0,9226	10,20	3,23	1,23	—13	174
69,57	0,9200	8,35	2,56	1,04	—15	166
71,68	0,9170	6,82	2,04	—	—17	157
74,57	0,9142	5,65	1,62	—	—19	150
77,82	0,9110	4,59	1,23	—	<—20	140
81,17	0,9080	3,75	—	—	—	130
84,33	0,9050	3,12	—	—	—	122
87,22	0,9015	2,62	—	—	—	112
89,87	0,8987	2,38	—	—	—	104
92,38	0,8960	2,10	—	—	—	93
95,27	0,8930	1,83	—	—	—	80
97,73	0,8900	1,73	—	—	—	—
99,30	0,8886	1,67	—	—	—	—

95. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения о. Песчаный (верхний отдел)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
17,93	0,9288	—	4,96	—	306	4,03
21,89	0,9278	—	4,08	—	290	3,40
25,02	0,9262	—	3,52	—	278	2,96
27,85	0,9251	—	3,12	—	266	2,57
30,78	0,9230	—	2,82	—	258	2,30
33,33	0,9213	—	2,60	49	250	2,07
36,10	0,9195	—	2,41	46	242	1,88
38,87	0,9175	—	2,22	45	234	1,75
41,70	0,9155	—	2,10	43	226	1,62
44,65	0,9127	—	1,95	42	218	1,51
47,45	0,9098	—	1,81	41	210	1,42
50,28	0,9070	6,91	1,69	40	203	1,36
52,97	0,9035	5,91	1,59	39	197	1,31
55,90	0,8988	5,22	1,49	37	190	1,26

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
58,35	0,8970	4,75	1,40	36	184	1,23
61,18	0,8932	4,37	1,28	35	177	1,21
64,13	0,8893	3,94	1,21	34	171	1,16
67,12	0,8852	3,57	—	33	164	1,13
69,64	0,8822	3,32	—	32	159	1,10
72,33	0,8780	3,03	—	31	153	1,08
75,49	0,8748	2,78	—	29	146	1,05
78,32	0,8714	2,50	—	28	137	1,03
81,85	0,8675	2,22	—	27	123	1,01
84,87	0,8647	2,01	—	26	110	0,99
87,76	0,8613	1,78	—	25	—	0,95
90,42	0,8585	1,53	—	23	—	0,90
92,84	0,8560	—	—	22	—	0,80
95,23	0,8538	—	—	21	—	0,78
98,72	0,8509	—	—	20	—	0,56

96. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения о. Песчаный (нижний отдел)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
25,60	0,9605	—	60,40	—	312	5,60
28,80	0,9568	—	50,30	—	297	5,00
31,96	0,9532	—	39,40	—	280	4,40
35,28	0,9493	—	33,90	—	271	4,10
38,39	0,9460	—	27,50	46	258	3,75
41,55	0,9420	—	22,90	44	247	3,45
44,87	0,9381	—	18,50	42	235	3,20
48,03	0,9344	—	15,30	41	224	3,00
51,45	0,9305	115,0	12,70	39	212	2,78
54,85	0,9264	99,00	10,90	37	201	2,68
57,88	0,9230	85,00	9,40	36	191	2,53
60,98	0,9195	71,00	8,40	34	181	2,40
64,08	0,9162	59,00	7,30	32	172	2,32
67,18	0,9129	48,60	6,30	31	162	2,26
70,04	0,9102	41,20	6,00	29	154	2,15
73,10	0,9071	35,40	5,30	28	146	2,05
76,26	0,9041	31,20	4,80	26	138	1,95
79,19	0,9010	27,60	4,30	25	131	1,87
82,15	0,8980	24,20	4,10	24	124	1,80
84,28	0,8960	22,10	3,60	23	120	1,75
86,68	0,8932	20,00	3,40	22	115	1,67
88,94	0,8904	17,90	3,00	21	112	1,60
91,60	0,8868	15,80	—	21	—	1,52
93,70	0,8836	14,20	—	21	—	1,48
95,70	0,8807	12,50	—	20	—	1,40
98,40	0,8754	10,50	—	19	—	1,38

97. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Сангачалы-море

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
36,20	0,9412	—	—	7,11	—	286	5,45
37,40	0,9400	—	—	6,10	—	282	5,30
39,84	0,9382	—	—	4,90	—	275	5,00
42,48	0,9365	—	9,20	4,00	43	266	4,64
44,88	0,9348	—	8,10	3,50	42	259	4,38
47,48	0,9330	—	7,05	3,05	41	252	4,05
50,12	0,9310	—	6,12	2,76	40	246	3,80
52,92	0,9285	—	5,20	2,54	39	239	3,57
55,92	0,9262	—	4,42	2,28	38	232	3,28
58,76	0,9240	—	3,75	2,10	37	226	3,15
61,80	0,9217	—	3,23	1,95	35	220	2,80
65,12	0,9189	10,19	2,82	1,80	34	213	2,64
67,92	0,9168	8,90	2,55	1,70	33	208	2,50
70,88	0,9145	7,70	2,32	1,60	32	203	2,38
73,84	0,9118	6,72	2,15	1,55	31	197	2,25
77,04	0,9090	5,70	2,01	1,50	31	192	2,18
80,0	0,9060	4,90	1,88	1,40	30	186	2,10
82,96	0,9032	4,20	1,78	1,35	29	180	2,00
85,72	0,8997	3,65	1,70	1,31	27	175	1,95
88,44	0,8964	3,10	1,64	1,28	26	170	1,89
91,04	0,8930	2,70	1,60	—	25	—	1,85
93,64	0,8890	2,30	1,55	—	23	—	1,80
96,44	0,8840	1,95	1,50	—	22	—	1,75
98,28	0,8799	1,81	1,45	—	20	—	1,72

98. Характеристика остатков разной глубины отбора нефти месторождения Дуванный-море

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
24,47	0,9543	—	—	8,43	—	296	6,62
27,10	0,9430	—	—	6,00	—	289	5,65
29,98	0,9356	—	—	4,90	—	280	5,00
32,86	0,9280	—	—	4,15	—	272	4,45
35,59	0,9240	—	—	3,60	—	264	4,00
38,43	0,9189	—	5,08	3,20	36	258	3,72
41,03	0,9176	—	4,40	2,83	35	251	3,45
43,51	0,9128	—	3,90	2,60	34	244	3,23
45,99	0,9100	—	3,50	2,40	33	236	3,05
48,57	0,9085	—	3,15	2,25	31	230	2,90
51,27	0,9070	—	2,90	2,10	29	222	2,70
53,97	0,9053	10,51	2,62	1,93	28	215	2,54
56,62	0,9040	9,55	2,45	1,88	26	207	2,48
59,52	0,9030	8,50	2,28	1,80	24	201	2,35
62,10	0,9018	7,65	2,15	1,72	22	195	2,25
64,60	0,9000	6,90	2,05	1,68	20	186	2,18
66,95	0,8990	6,15	1,95	1,62	18	181	2,10
69,45	0,8985	5,46	1,85	1,55	16	173	2,00
71,67	0,8980	4,92	1,78	1,50	14	168	1,98
74,19	0,8978	4,45	1,70	1,40	12	158	1,90
77,06	0,8960	3,80	1,60	1,35	10	148	1,85
80,54	0,8952	3,36	1,52	1,30	8	138	1,80
83,19	0,8948	2,96	1,48	1,25	6	128	1,75
85,71	0,8934	2,57	1,44	1,17	5	120	1,70
87,87	0,8920	2,40	1,40	1,14	4	—	1,68
90,17	0,8900	2,18	1,35	1,10	3	—	1,64
92,21	0,8890	2,00	1,30	1,08	2	—	1,60
94,15	0,8880	1,88	1,25	1,06	1	—	1,58
95,91	0,8874	1,78	1,21	1,04	0	—	1,55
97,67	0,8860	1,65	1,18	1,03	—1	—	1,50
99,67	0,8840	1,57	1,14	1,02	—2	—	1,46

99. Физико-химическая характеристика нефтей Прикуринской, Кубино-Прикаспийской, Шемахино-Кобыстанской и Кировабадской областей

Нефть	Горизонт, свита	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C	
							застывания с обработкой	вспышки в закрытом тигле
Прикуринская нефтегазоносная область								
Кюровдагская (IV промысел)	Продуктивная толща	3400—2000	0,9279	316	—	61,00	<—20	3
Мишевдагская	То же	1550—1350	0,8945	273	99,00	20,10	<—18	1
Карабаглинская	»	3500—2800	0,9112	300	167,4 (ν_{30})	46,00	10	—
Кюрсангинская	»	3500—2800	0,9040	293	156,0 (ν_{30})	54,00	—16	4
Нефтечалинская	Апшеронский ярус, продуктивная толща	2500—100	0,9216	322	173,4 (ν_{25})	47,7	<—20	8
Кубино-Прикаспийская нефтегазоносная область								
Сиазанская	Свита чокрак, майкопская	1800—800	0,8687	205	7,20	3,80	<—18	<0
Шемахино-Кобыстанская нефтегазоносная область								
Умбакинская (кобыстанская)	Свита чокрак, майкопская	1600—600	0,8807	241	36,27	11,40	<—18	—2
Кировабадская нефтегазоносная область								
Нафталанская (лечебная)	Акчагыльская и майкопская свиты (I и II горизонты)	600—200	0,9330	329	162,0	—	—40	90

Продолжение табл. 99

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов			до 200 °С	до 350 °С
Кюровдагская (IV промысел)	0,63	51	0,35	0,29	64	25,0	7,88	7,12	4,70	8,9	33,7
Мишовдагская	3,68	52	0,26	—	65	18,2	12,20	5,31	0,58	16,0	38,9
Карабаглинская	8,20	52	0,24	0,30	46	19,4	—	7,45	0,18	13,3	40,0
Кюрсангинская	5,50	52	0,40	0,31	65	19,0	12,00	5,20	1,48	15,0	35,8
Нефтечалинская	0,52	—	0,34	0,20	50	18,0	3,00	5,60	2,82	9,0	35,7
Сиазанская	1,20	—	0,20	0,18	18	10,0	0,02	2,29	1,58	29,2	59,0
Умбакинская (кобыстанская)	1,00	—	0,26	0,31	44	17,0	0,65	5,20	1,06	22,0	47,3
Нафталанская	0	—	0,15	0,21	25	12,5	1,13	—	1,21	4,2	37,4

100. Изменение вязкости и плотности нефтей в зависимости от температуры

Температура, °С	Кюровдагская			Мишовдагская			Карабаглинская			Кюрсангинская		
	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20	—	—	—	99,00	13,30	0,8945	—	—	0,9112	—	—	0,9040
30	—	—	0,9218	47,70	6,50	0,8881	167,4	22,60	0,9057	156,2	21,00	0,8981
40	94,00	12,67	0,9157	28,40	4,00	0,8818	73,00	9,88	0,8995	82,00	11,10	0,8917
50	61,00	8,25	0,9095	20,10	2,96	0,8751	46,00	6,29	0,8932	54,00	7,50	0,8852

Продолжение табл. 100

Температура °С	Нефтечалинская			Сиазанская			Умбакинская		
	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
10	—	—	—	11,00	1,96	0,8705	56,68	7,68	0,8873
20	—	—	0,9215	7,20	1,58	0,8637	36,27	5,01	0,8807
30	132,6	17,89	0,9155	5,97	1,48	0,8569	24,30	3,47	0,8741
40	75,00	10,21	0,9061	4,75	1,37	0,8464	17,00	2,60	0,8675
50	47,70	6,50	0,8997	3,80	1,27	0,8392	11,40	2,00	0,8609

101. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Кюровдагская	86,30	12,40	0,55	0,35	0,29
Мишовдагская	86,20	12,50	0,60	0,26	0,44
Карабаглинская	86,20	12,90	0,40	0,24	0,30
Кюрсангинская	86,70	12,20	0,39	0,40	0,31
Нефтечалинская	86,70	12,20	0,51	0,34	0,20
Сиазанская	85,90	13,30	0,42	0,20	0,18
Умбакинская	86,50	12,40	0,53	0,26	0,31

102. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Кюровдагская	Мишовдагская	Карабаглинская	Кюрсангинская	Нефтечалинская	Сиазанская	Умбакинская
85	—	2,5	—	2,0	—	5,7	2,0
100	—	4,0	2,1	4,0	—	8,7	4,6
120	0,3	6,1	3,5	5,8	—	12,6	8,2
140	1,5	8,4	5,7	7,8	1,9	16,9	11,8
150	2,4	9,5	7,2	8,9	2,8	19,1	14,0
160	3,5	10,8	8,8	10,0	3,9	21,1	16,0
180	6,0	13,3	11,7	12,5	6,0	25,2	19,4

Отгоняется до температуры, °С	Кировдагская	Миновдагская	Карабаглинская	Кирсанганская	Нефтечалинская	Сиазанская	Умбакинская
200	8,9	16,0	13,3	15,0	9,0	29,2	22,0
220	11,9	18,5	16,2	18,3	11,9	33,0	26,2
240	15,1	21,4	19,5	20,2	15,1	37,1	29,3
260	18,4	24,5	21,9	23,4	18,2	40,0	33,0
280	21,8	27,7	25,5	26,0	22,0	44,9	35,8
300	25,3	31,1	29,0	28,8	25,0	49,1	38,9
330	30,3	36,3	36,0	32,8	35,3	56,1	43,8
350	33,7	38,9	40,0	35,8	35,7	58,6	47,3
360	35,5	40,4	42,0	37,7	37,7	60,5	48,6
380	38,9	43,8	47,0	42,0	40,9	64,4	51,0
400	42,4	47,3	51,6	46,0	43,7	68,4	54,0
420	45,7	50,5	57,0	50,2	47,2	72,0	56,2
440	49,2	53,5	60,6	53,8	50,6	75,1	58,8
450	51,1	55,1	62,0	55,7	52,4	77,0	60,0
460	53,0	56,6	64,0	59,2	54,0	78,4	61,0
470	55,0	58,4	66,1	60,8	55,7	79,4	62,1
480	57,0	59,9	—	—	57,3	80,5	63,1
490	59,0	61,6	—	—	—	81,4	—
500	61,6	65,2	—	—	—	82,2	—

103. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. % на бензин) в бензиновых фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводород	Кировдагская	Миновдагская	Сиазанская	Умбакинская
Бутан	—	—	0,01	—
н-Пентан	—	—	2,98	2,66
н-Гексан	0,50	3,45	4,24	5,17
н-Гептан	1,13	0,40	5,64	4,39
н-Октан	1,94	2,29	2,85	2,32
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	3,57	6,14	15,72	14,54
2-Метилбутан (изопентан)	—	—	4,26	1,30
2,2-Диметилбутан	0,04	0,18	0,01	0,11
2,3-Диметилбутан	0,68	1,10	0,38	0,38
2-Метилпентан	0,68	2,99	1,53	} 3,69
3-Метилпентан	1,30	1,14	1,04	
2,2-Диметилпентан	—	—	0,35	—
2,3-Диметилпентан	2,20	—	—	1,72
2,4-Диметилпентан	—	—	—	0,07
2,2,4-Триметилпентан	0,60	—	—	—
2,3,3-Триметилпентан	—	0,38	—	—
2,3,4-Триметилпентан	—	1,28	—	—
2,2,3,3-Тетраметилпентан	—	0,07	—	—
3-Этилпентан	—	0,59	—	—
2-Метил-3-этилпентан	—	0,53	—	—
3,3-Диэтилпентан	0,33	—	—	—
2-Метилгексан	1,80	—	3,40	} 5,29
3-Метилгексан	1,30	0,64	3,29	

Углеводород	Кюровдагская	Миновдагская	Сиазанская	Умбакинская
2,2-Диметилгексан	0,38	1,54	—	—
2,3-Диметилгексан	3,76	1,79	1,73	—
2,4-Диметилгексан	1,82	0,60	1,42	—
2,5-Диметилгексан	1,99	0,53	—	—
3,4-Диметилгексан	—	0,67	—	—
Диметилгексаны	—	—	—	2,68
2,2,4-Триметилгексан	—	0,12	—	—
2,2,5-Триметилгексан	—	0,12	—	—
2,3,3-Триметилгексан	—	0,08	—	—
2,3,4-Триметилгексан	—	0,08	—	—
2,3,5-Триметилгексан	1,90	0,12	—	—
2,4,4-Триметилгексан	—	0,62	—	—
2,4,5-Триметилгексан	1,90	0,13	—	—
3,3,4-Триметилгексан	0,44	0,08	—	—
3-Этилгексан	1,62	0,20	—	—
3-Метил-3-этилгексан	0,33	0,08	—	—
3-Метил-4-этилгексан	—	0,08	—	—
2-Метилгептан	—	0,44	2,37	4,82
3-Метилгептан	—	0,46	2,26	
4-Метилгептан	—	0,63	2,66	
2,2-Диметилгептан	—	0,50	—	—
2,3-Диметилгептан	—	1,04	—	—
2,4-Диметилгептан	0,91	0,18	0,78	—
2,5-Диметилгептан	1,66	0,38	—	—
2,6-Диметилгептан	3,50	0,22	1,00	—
3,5-Диметилгептан	1,40	0,25	—	—
4,4-Диметилгептан	—	0,88	—	—
3-Этилгептан	0,56	—	—	—
4-Этилгептан	—	0,19	—	—
2-Метилоктан	—	0,09	—	—
3-Метилоктан	—	—	1,87	—
4-Метилоктан	—	—		—
Всего парафиновых углеводородов изостроения	31,13	21,28	28,40	20,06
Всего парафиновых углеводородов	34,70	27,42	44,12	34,60
Циклопентан	0,18	0,72	0,66	0,54
Метилциклопентан	0,30	3,32	2,71	5,30
1,1-Диметилциклопентан	0,74	0,43	0,93	0,70
1,2-Диметилциклопентан	—	1,61	1,61	—
1,1,3-Триметилциклопентан	1,29	0,20	—	—
1,2,3-Триметилциклопентан	—	0,45	—	6,50
1,2,4-Триметилциклопентан	—	0,45	—	
1,2-Диметилциклопентан (*транс-*)	0,82	0,85	1,08	3,83
1,3-Диметилциклопентан(*транс-*)	1,04	1,69	1,29	2,16
1,3-Диметилциклопентан (*цис-*)	0,66	0,43	0,86	—
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-*, *транс-*, *цис-*)	1,86	0,57	1,16	—
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *транс-*)	0,55	—	—	—
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *цис-*)	—	0,40	—	—

Углеводород	Кюровдагская	Мишовдагская	Сиазанская	Умбакинская
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-*, *транс-*, *цис-*)	2,25	0,68	2,48	—
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *транс-*)	1,54	0,79	1,01	—
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *цис-*)	—	0,75	—	—
Этилциклопентан	0,15	0,60	—	1,10
1,1-Метилэтилциклопентан	—	0,13	—	—
1,4-Диметил-2-этилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *транс-*)	—	0,76	—	—
Изопропилциклопентан	—	0,33	—	—
н-Пропилциклопентан	—	0,32	—	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	11,38	15,48	14,89	20,13
Циклогексан	1,55	3,89	3,36	4,53
Метилциклогексан	3,21	9,41	8,86	11,55
1,1-Диметилциклогексан	0,74	1,21	0,55	0,50
1,2-Диметилциклогексан	0,78	2,02	1,15	—
1,3-Диметилциклогексан	1,17	2,44	1,72	—
1,4-Диметилциклогексан	0,66	0,81	1,15	—
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,66	—	0,40	4,55
1,2-Диметилциклогексан (*цис-*)	—	1,21	—	0,84
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,47	0,39	0,40	4,88
1,3-Диметилциклогексан (*цис-*)	—	0,19	—	—
1,4-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,82	0,17	0,31	1,88
1,1,3-Триметилциклогексан	4,27	0,80	1,24	—
Этилциклогексан	1,29	2,27	3,46	2,52
Углеводороды состава C_9H_{18}	5,13	2,58	2,27	—
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	20,75	27,39	24,87	31,25
Всего нафтеновых углеводородов	32,13	42,87	39,76	51,38

Углеводород	Кировдагская	Мишовдагская	Сиазанская	Умбакинская
Бензол	0,16	1,80	0,90	—
Толуол	0,61	2,06	4,52	—
Этилбензол	0,63	0,23	0,81	—
п-Ксилол	0,26	0,48	1,08	—
м-Ксилол	0,31	0,95	2,45	—
о-Ксилол	0,26	0,59	1,36	—
Углеводороды состава C_9H_{12}	1,11	0,68	1,15	—
Всего ароматических углеводородов	3,34	6,79	12,27	—
Остаток и углеводороды невыясненной структуры	29,83	22,92	3,85	14,02

104. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Кюровдагская нефть					
До 65	0,6	—	—	—	—
65—105	0,7	—	1	59	40
105—140	1,9	0,7589	12	42	46
Мишовдагская нефть					
62—85	4,7	0,7285	7	47	46
62—105	6,3	0,7360	6	48	46
85—120	2,6	0,7503	8	39	53
85—180	11,1	0,7772	12	44	44
105—120	1,0	0,7524	8	43	49
105—140	3,8	0,7636	10	45	45
120—140	2,8	0,7736	10	44	46
140—180	5,7	0,7868	11	49	40
Нефтечалинская нефть					
До 65	0,3	—			
65—105	1,9	0,7419	1	67	32
105—140	2,7	0,7605	1	59	40
Сиазанская нефть					
До 65	1,2	—			
65—105	5,2	0,7367	7	24	69
105—140	5,6	0,7600	14	39	47

105. Характеристика бензиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число		Содержание углеводородов, %			Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%	без ТЭС	с 3,3 г ТЭС на 1 кг дистиллята	ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Кюровдагская	2,0	0,7279	54	72	105	130	145	73,1	92,2	4	50	46	0,03
Мишовдагская	10,1	0,7497	65	78	106	135	153	72,3	93,3	4	54	42	0,02
Карабаглинская	6,2	0,7382	78	89	105	127	142	59,5	81,8	5	36	59	—
Кюрсангинская	9,9	0,7281	53	65	113	152	162	59,8	86,4	7	33	60	—
Нефтечалинская	5,8	0,7447	68	85	105	135	148	69,7	91,0	1	56	43	0,02
Сиазанская	18,6	0,7369	70	82	103	139	148	65,0	86,8	10	40	50	0,01
Умбакинская	9,4	0,7008	72	84	104	136	148	62,8	86,4	3	52	45	0,01

106. Характеристика автобензиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Октановое число		Содержание углеводородов, %			Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%	без ТЭС	с 0,82 г ТЭС на 1 кг дистиллята	ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Кюровдагская	10,7	0,7875	110	130	161	195	205	56,0	74,7	—	—	—	0,05
Мишовдагская	16,7	0,7695	73	85	133	180	203	—	82,0	5	52	43	0,03
Карабаглинская	12,0	0,7653	82	96	145	192	205	—	68,6	13	19	68	—
Кюрсангинская	13,7	0,7646	90	100	136	187	205	—	68,8	12	35	53	0,03
Нефтечалинская	13,6	0,7726	83	105	140	194	204	65,3	80,4	—	—	—	0,03
Сиазанская	20,2	0,7575	75	90	131	178	202	—	70,6	—	—	—	0,01
Умбакинская	20,3	0,7583	84	101	139	184	205	—	69,0	—	—	—	0,02

107. Характеристика лигроиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание углеводородов, %			Октановое число
			н. к.	10%	50%	90%	98%	ароматических	нафтеновых	парафиновых	
Кюрсвдагская	9,1	0,7985	143	149	171	200	212	13	57	30	55,0
Мишовдагская	3,7	0,7896	147	149	159	177	190	10	54	36	49,1
Карабаглинская	3,5	0,7779	147	148	170	187	200	12	43	45	36,1
Нефтечалинская	6,6	0,7949	144	149	166	190	203	8	64	28	54,2
Сиазанская	5,9	0,7867	143	149	157	171	187	—	—	—	47,7
Умбакинская	9,3	0,7818	145	149	159	176	182	9	59	32	43,0

108. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание углеводородов, %			Октановое число	Содержание серы, %
			н. к.	10%	50%	90%	98%	ароматических	нафтеновых	парафиновых		
Кюрсвдагская	24,9	0,8425	153	168	227	278	290	23	55	22	44,6	0,08
Мишовдагская	20,7	0,8281	170	180	229	270	295	16	48	36	32,5	0,05
Карабаглинская	18,4	0,8160	174	181	230	272	287	15	25	60	11,2	—
Кюрсангинская	18,4	0,8352	198	207	241	276	296	17	37	46	<20	0,09
Нефтечалинская	23,4	0,8408	163	178	225	274	290	—	—	—	45,6	0,09
Сиазанская	31,0	0,8314	166	185	220	271	283	—	—	—	39,2	0,09

109. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20} сст	Температура, °С			Содержание серы, %
				10%	50%	90%	98%			застывания	помутнения	вспышки	
Кюровдагская	220—350	25,0	41,6	240	275	330	345	0,8722	—	<—45	<—35	96	0,11
Мишовдагская	150—350	36,4	50,5	—	—	—	—	0,8375	4,10	—17	—4	—	—
	200—350	28,9	51,7	—	—	—	—	0,8440	6,30	—8	0	—	—
	200—360	32,7	—	223	285	350	360	0,8639	5,85	—12	<—5	62	0,10
Карабаглинская	200—360	29,1	55,0	—	287	350	—	0,8356	6,12	—4	—	93	—
	200—340	25,1	55,8	220	277	325	336	0,8343	5,56	—13	<—5	92	—
Кюрсангинская	200—350	30,4	48,0	230	280	346	—	0,8454	5,85	—24	<—15	—	—
	200—360	26,6	49,2	244	285	348	—	0,8534	6,29	—20	<—10	—	0,15
Нефтечалинская	210—340	26,6	—	228	273	325	340	0,8717	5,80	<—45	<—35	94	0,14
Сиазанская	180—360	37,4	45,2	212	255	335	354	0,8582	4,02	<—30	<—5	75	0,13
Умбакинская	200—355	26,9	43,0	228	274	332	350	0,8568	5,34	<—45	—29	86	

110. Групповой углеводородный состав дизельных топлив и их компонентов

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Кюровдагская	150—350	22	47	31
	200—350	25	40	35
	220—350	32	36	32
Мишовдагская	150—350	18	31	51
	200—350	21	24	55
	200—360	15	51	34
Карабаглинская	200—360	17	13	70
	200—340	15	13	72
Кюрсангинская	200—350	21	32	47
	200—360	22	29	49
Нефтечалинская	210—340	24	64	12
Сиазанская	180—360	30	35	35
Умбакинская	200—350	17	58	25

111. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание парафина, %	Содержание углеводородов, %				Содержание смолистых веществ, %
								парафино-нафтеновых	ароматических			
									I группа	II и III группы	IV группа	
Кюровдагская	350—420	6,5	0,9160	14,60	—	—28	0,6	62	14	10	10	4
	420—500	19,6	0,9360	—	11,00	<—18	1,1	49	18	10	9	14
Мишовдагская	350—420	7,3	0,8860	10,00	—	1	6,0	74	8	8	9	1
	420—500	17,0	0,9028	—	7,90	24	12,0	73	7	7	9	4
Кюрсангинская	350—420	7,7	0,8959	21,35	5,26	17	4,2	72	10	9	6	3
	420—500	15,4	0,9192	68,42	10,86	30	6,6	61	20	12	4	3
Сиазанская	350—420	8,5	0,9041	7,30	—	—24	0,2	54	20	12	13	1
	420—500	17,9	0,9348	—	8,17	8	3,9	53	19	9	16	3

112. Характеристика остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле		
Кюровдагская нефть							
Остаток							
выше 350 °С	63,8	0,9570	7,13	—7	245	0,28	13,00
» 500 °С	38,0	1,0000	—	46	297	0,50	21,00
Мишовдагская нефть							
Остаток							
выше 350 °С	53,0	0,9682	9,65	—12	215	0,27	10,88
» 500 °С	32,0	1,0100	—	56*	—	0,43	17,00

* Температура размягчения.

Продолжение табл. 112

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле		
Карабаглинская нефть							
Остаток выше 350 °С	61,2	0,9684	10,69	34	242	0,30	11,59
» 500 °С	39,2	1,0000	—	41	308	0,45	16,38
Кюрсангинская нефть							
Остаток выше 350 °С	57,6	0,9725	16,17	20	275	0,36	11,30
» 450 °С	38,6	1,0030	—	—	345	0,47	17,80
Сназанская нефть							
Остаток выше 340 °С	37,5	0,9652	5,07	—2	235	0,39	5,50
» 500 °С	19,5	1,0130	—	34*	315	0,50	7,50
Нефтечалинская нефть							
Остаток выше 340 °С	60,6	0,9669	14,61	—17	232	0,29	10,37
» 500 °С	38,5	0,9950	—	40*	320	0,37	12,04
Умбакинская нефть							
Остаток выше 350 °С	52,0	0,9650	12,00	2	232	0,35	8,24
» 500 °С	35,8	0,9855	—	—	293	0,46	—

* Температура размягчения.

113. Характеристика групп углеводородов, полученных адсорбционным методом из масляных дистиллятов

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
Кюровдагская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	6,5	0,9100	—	14,00	—	—	—	—28
Парафино-нафтеновые углеводороды	62,0	4,3	0,8066	1,4720	10,73	3,29	52	0,8150	—1
I группа ароматических углеводородов	14,5	1,1	0,9273	1,5105	14,35	3,00	—20	0,8948	—36
II и III группы ароматических углеводородов	9,8	0,6	0,9800	1,5680	53,05	4,10	—67	0,9703	—30
IV группа ароматических углеводородов	9,5	0,6	1,0175	1,6125	82,51	9,38	—122	1,0167	—18
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,2	0,3	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	19,6	0,9000	—	—	11,00	—	—	<—18
Парафино-нафтеновые углеводороды	49,1	10,5	0,8821	1,4840	33,67	7,19	74	0,8229	12
I группа ароматических углеводородов	17,6	3,8	0,9099	1,5000	63,65	9,78	32	0,8547	—19
II и III группы ароматических углеводородов	10,2	2,2	0,9741	1,5815	138,3	11,82	—201	0,9382	—12
IV группа ароматических углеводородов	9,2	2,0	1,0300	1,6120	150,0	18,00	—30	1,1230	—3
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,9	0,9	—	—	—	—	—	—	—
Мишовдагская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	7,3	0,8860	—	10,0	—	—	—	1
Парафино-нафтеновые углеводороды	74,4	5,6	0,8559	1,4850	9,01	3,08	—	0,8012	8
I группа ароматических углеводородов	8,2	0,6	0,9161	1,5118	13,26	3,55	—	0,8798	—4
II и III группы ароматических углеводородов	7,8	0,5	0,9564	1,5925	22,05	4,62	—	0,9288	13
IV группа ароматических углеводородов	8,6	0,6	1,0312	1,6100	63,32	5,61	—	1,0282	3
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	17,0	0,9028	—	—	7,90	—	—	24
Парафино-нафтеновые углеводороды	73,0	12,8	0,8779	1,4800	20,16	5,34	—	0,8226	32
I группа ароматических углеводородов	6,8	1,2	0,9470	1,5142	43,77	10,73	—	0,9029	13
II и III группы ароматических углеводородов	7,3	1,3	1,0008	1,5870	111,9	12,32	—	0,9733	—16
IV группа ароматических углеводородов	8,8	1,5	1,0392	1,6110	231,3	15,23	—	1,0219	3
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,1	0,7	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 113

Исходная фракция и группы углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С
Кюрсангинская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	7,7	0,8959	—	21,35	5,26	—	—	17
Парафино-нафтеновые углеводороды	72,0	5,6	0,8643	1,4770	16,61	4,63	110	0,8034	22
I группа ароматических углеводородов	10,3	0,6	0,9200	1,5120	26,49	5,63	47	0,8900	0
II и III группы ароматических углеводородов	9,0	0,4	0,9830	1,5660	39,87	6,03	—70	0,9610	—8
IV группа ароматических углеводородов	6,4	0,5	1,0366	1,6020	155,6	10,93	—244	1,0229	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,3	0,2	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	15,4	0,9191	—	68,42	10,86	—	—	30
Парафино-нафтеновые углеводороды	60,6	9,1	0,8981	1,4840	38,04	8,17	—	0,8424	36
I группа ароматических углеводородов	20,0	3,1	0,9243	1,5130	61,28	10,13	65	0,8735	23
II и III группы ароматических углеводородов	12,4	1,9	0,9884	1,5610	137,9	13,29	—101	0,9550	1
IV группа ароматических углеводородов	4,0	0,6	1,0495	1,6050	—	39,83	—	1,0220	0
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,0	0,7	—	—	—	—	—	—	—
Сиазанская нефть									
Фракция 350—420 °С	100,0	8,5	0,9041	—	7,30	—	—	—	—24
Парафино-нафтеновые углеводороды	54,2	4,6	0,8587	1,4705	7,25	2,76	120	0,8082	—15
I группа ароматических углеводородов	19,5	1,6	0,9076	1,5052	8,82	2,90	79	0,8722	—26
II и III группы ароматических углеводородов	12,0	1,0	0,9807	1,5602	12,79	3,22	—51	0,9674	—37
IV группа ароматических углеводородов	13,4	1,1	1,0457	1,6160	14,45	3,34	—64	1,0528	—25
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100,0	17,9	0,9348	—	8,17	—	—	—	8
Парафино-нафтеновые углеводороды	53,0	9,5	0,8785	1,4823	21,96	6,16	176	0,8205	46
I группа ароматических углеводородов	19,1	3,4	0,9272	1,5126	45,72	8,59	67	0,8807	—2
II и III группы ароматических углеводородов	9,2	1,6	0,9984	1,5610	93,72	10,41	—71	0,9724	—14
IV группа ароматических углеводородов	16,1	2,8	1,0616	1,6165	309,1	15,04	—173	1,0544	—2
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,6	0,4	—	—	—	—	—	—	—

114. Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел и их компонентов

Масло	Содержание масла, %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Коксуемость, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки в открытом тигле
Кюровдагская нефть											
Среднее индустриальное	13,2	0,9240	53,72	8,18	6,5	14	0,8777	0,26	0,35	<—30	216
АС-9,5	9,2	0,9060	69,00	10,29	6,9	42	0,8370	0,29	0,40	<—20	238
МС-24	8,1	0,9051	—	25,32	—	79	0,8427	0,49	—	0	—
Мишовдагская нефть											
Среднее индустриальное	3,4	0,8887	24,30	5,38	4,54	58	0,8369	0,01	—	—28	—
АС-9,5	9,3	0,9050	80,25	11,22	7,15	54	0,8462	0,06	0,40	—22	240
Компонент масла МС-24	3,6	0,9220	—	34,77	12,00	—	0,8497	0,77	—	—24	—
Карабаглинская нефть											
АС-9,5	1,4	0,8977	126,8	10,00	6,0	56	0,8378	0,11	0,16	—24	222
МС-24	7,6	0,9106	489,4	25,71	8,0	71	0,8363	0,43	0,32	—21	262
Кюрсангинская нефть											
АС-9,5	10,1	0,8985	53,30	9,64	5,53	81	0,8403	0,11	0,16	—24	—
МС-20	4,7	0,9089	169,4	22,45	7,55	85	0,8358	0,40	0,27	—22	—
Нефтечалинская нефть											
Среднее индустриальное	8,1	0,9072	28,85	5,69	—	16	0,8678	0,04	0,77	—38	195
АК-10	5,6	0,9296	86,83	10,34	8,55	11	0,8731	0,08	1,23	—29	233
Сиазанская нефть											
Среднее индустриальное	14,5	0,9278	44,43	7,12	6,24	23	0,8836	0,10	—	6	210
АК-10	11,8	0,9332	72,46	10,13	7,15	17	0,8855	0,24	—	17	231
Умбакинская нефть											
Среднее индустриальное	6,0	0,9210	46,20	6,40	7,00	48	0,8630	0,12	0,08	—12	—
АК-10	4,5	0,9250	71,60	10,20	7,00	31	0,8650	0,28	0,17	—10	—

115. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	А+С$_C$	А+С$_C$−2,5П
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Кюровдагская	7,88	25,0	0,63	1,58	32,88	31,30
Мишовдагская	12,20	18,2	3,68	9,20	30,40	21,20
Кюрсангинская	12,00	19,0	5,50	13,75	31,00	17,25
Карабаглинская	—	19,4	8,20	20,50	—	—
Нефтечалинская	3,00	18,0	0,52	1,30	21,00	19,70
Сиазанская	0,02	10,0	1,20	3,00	10,02	7,02
Умбакинская	0,65	17,0	1,00	2,50	17,65	15,15

116. Разгонка (ИТК) кюровдагской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—143	1,90	1,90	0,7515	105	—	—	—	—
2	143—162	2,07	3,97	0,7720	115	—	—	—	—
3	162—183	2,30	6,27	0,7940	128	—	—	—	—
4	183—201	2,77	9,04	0,8120	139	—	—	—	—
5	201—217	2,73	11,77	0,8318	152	—	—	—	—
6	217—236	3,00	14,77	0,8500	166	—	—	—	—
7	236—256	3,17	17,94	0,8640	181	—	—	—	—
8	256—272	2,87	20,81	0,8740	196	—	—	—	—
9	272—292	2,90	23,70	0,8827	210	—	—	—	—
10	292—310	3,03	26,74	0,8890	223	—	—	—	
11	310—327	3,03	29,77	0,8956	237	—	—	—	146
12	327—344	3,10	32,87	0,9020	251	7,56	2,40	—	158
13	344—362	3,23	35,90	0,9080	266	10,00	2,84	—	171
14	362—382	3,00	38,90	0,9130	280	14,00	3,65	—	181
15	382—398	2,87	41,77	0,9180	296	20,93	4,80	—	192
16	398—415	3,00	44,17	0,9220	309	31,72	6,20	—	203
17	415—431	2,83	47,00	0,9270	324	50,50	8,32	—	212
18	431—447	3,07	50,67	0,9310	339	73,56	10,20	—	221
19	447—463	2,87	53,54	0,9350	357	128,13	12,51	—	229
20	463—477	3,10	56,64	0,9385	373	—	14,40	<—19	236
21	477—491	2,93	59,57	0,9416	393	—	16,40	<—17	243
22	491—507	3,83	63,40	0,9445	422	—	19,00	—15	249
23	Остаток	34,9	98,30	1,0198	744	—	—	—	—

117. Разгонка (ИТК) мишовдагской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	M	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—92	3,16	3,16	0,7170	96	—	—	—	—
2	92—120	3,60	6,16	0,7301	102	—	—	—	—
3	120—142	2,50	8,66	0,7690	109	—	—	—	—
4	142—165	2,93	11,59	0,7849	114	—	—	—	—
5	165—191	3,10	14,69	0,7990	126	—	—	—	—
6	191—205	1,90	16,59	0,8110	136	—	—	—	—
7	205—233	3,43	20,02	0,8210	147	—	—	—	—
8	233—250	2,66	22,68	0,8321	163	—	—	—	—
9	250—270	3,23	25,91	0,8400	179	—	—	—	—
10	270—290	3,26	29,17	0,8505	190	—	—	—	114
11	290—312	3,30	32,47	0,8581	218	—	—	—	133
12	312—330	3,43	35,90	0,8680	239	4,17	—	<—18	148
13	330—351	3,33	39,23	0,8763	263	6,10	—	—10	162
14	351—370	3,16	42,39	0,8830	286	9,60	2,80	—1	175
15	370—388	2,86	45,25	0,8910	306	11,59	3,34	4	186
16	388—407	3,30	48,55	0,8976	328	15,61	4,60	11	197
17	407—428	3,33	51,88	0,9030	351	25,00	5,95	20	211
18	428—447	3,06	54,94	0,9112	373	37,50	7,80	28	223
19	447—468	3,20	58,14	0,9190	395	57,69	9,27	34	233
20	468—496	4,43	62,57	0,9310	435	72,28	12,50	38	253
21	Остаток	36,33	98,90	0,9950	646	—	—	—	310

118. Разгонка (ИТК) карабаглинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	M	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—100	3,13	3,13	0,7115	85	—	—	—	—
2	100—130	2,57	5,70	0,7470	102	—	—	—	—
3	130—156	3,76	9,46	0,7762	127	—	—	—	—
4	156—180	3,29	12,75	0,8024	146	1,20	—	—	—
5	180—209	3,00	15,75	0,8088	164	1,90	—	—	—
6	209—234	3,68	19,43	0,8230	177	2,00	—	—	—
7	234—260	2,50	21,93	0,8310	195	2,60	—	—	—
8	260—276	3,09	25,02	0,8395	206	3,20	—	—14	—
9	276—291	2,53	27,61	0,8460	218	3,80	—	—9	140

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
10	291—308	3,34	30,95	0,8535	228	5,00	—	—1	152
11	308—323	2,99	33,94	0,8600	238	6,40	—	5	162
12	323—331	2,61	36,54	0,8678	249	8,00	2,80	11	172
13	331—348	2,97	39,51	0,8752	261	10,20	3,30	16	183
14	348—362	2,99	42,50	0,8832	275	13,00	4,00	25	195
15	362—376	2,96	45,46	0,8900	290	16,50	4,70	32	206
16	376—386	2,81	48,27	0,8980	306	20,00	5,30	38	224
17	386—398	2,74	51,01	0,9040	320	25,00	6,10	—	234
18	398—408	3,00	54,01	0,9108	334	30,00	6,90	—	232
19	408—420	3,00	57,01	0,9158	354	36,95	7,90	—	244
20	420—432	3,00	60,01	0,9220	374	—	8,90	—	249
21	432—460	4,00	64,01	0,9285	402	—	—	—	256
22	Остаток	34,40	98,41	—	736	—	14,65 (BY_{115})	—	308

119. Разгонка (ИТК) кюрсангинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—90	3,28	5,28	0,6636	85	—	—	—	—
2	90—130	3,49	6,77	0,7432	107	—	—	—	—
3	130—165	3,45	10,22	0,7721	130	—	—	—	—
4	165—190	3,07	13,29	0,7931	146	—	—	—	—
5	190—208	2,96	16,25	0,8060	160	—	—	—	—
6	208—234	3,70	19,95	0,8157	172	—	—	—	—
7	234—258	2,97	22,92	0,8300	186	—	—	—	—
8	258—280	3,08	26,00	0,8396	196	2,56	1,28	—	118
9	280—302	2,98	28,98	0,8191	207	3,42	1,49	<—20	135
10	302—320	2,70	31,68	0,8567	218	4,15	1,74	—10	148
11	320—341	3,05	34,73	0,8630	229	5,40	2,04	—13	162
12	341—358	2,80	37,53	0,8704	242	6,80	2,44	—7	172
13	358—375	3,02	40,55	0,8780	255	9,03	3,00	—3	181
14	375—390	2,79	43,34	0,8839	270	12,32	3,66	2	190
15	390—408	3,00	46,84	0,8916	291	16,22	4,39	5	198
16	408—416	3,05	49,39	0,8979	312	22,21	5,36	9	206
17	416—432	3,62	53,01	0,9045	328	27,40	6,46	13	214
18	432—445	2,75	55,76	0,9133	368	33,18	7,46	17	221
19	445—460	3,48	59,24	0,9180	418	37,78	8,58	21	228
20	460—475	2,95	62,19	0,9220	436	42,72	9,70	25	234
21	Остаток	36,80	99,00	—	695	—	—	—	—

120. Разгонка (ИТК) нефтечалинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—123	2,79	2,79	0,7419	136	—	—	—	—
2	123—150	3,28	6,07	0,7820	142	—	—	—	—
3	150—173	2,95	9,02	0,8030	147	—	—	—	—
4	173—197	2,92	11,94	0,8207	154	—	—	—	—
5	197—222	3,15	15,09	0,8330	163	—	—	—	—
6	222—240	2,78	17,87	0,8419	176	—	—	—	—
7	240—260	3,15	21,02	0,8500	190	2,08	—	—	—
8	260—280	3,10	24,12	0,8610	205	2,90	—	—	—
9	280—302	3,36	27,48	0,8710	226	3,78	—	—	—
10	302—320	3,25	30,73	0,8800	244	6,00	—	—	140
11	320—340	3,08	33,81	0,8900	264	9,00	2,84	—	155
12	340—357	3,20	37,01	0,8990	286	12,50	3,70	—	168
13	357—378	3,50	40,51	0,9085	306	18,56	4,64	—	181
14	378—398	3,38	43,39	0,9179	328	27,00	5,80	—	194
15	398—420	3,32	47,21	0,9250	348	40,44	7,32	—	206
16	420—440	3,42	50,63	0,9319	370	68,00	9,50	—	220
17	440—460	3,36	53,99	0,9370	391	116,72	12,15	<—18	228
18	460—483	3,72	57,71	0,9421	422	161,00	15,45	—15	237
19	Остаток	41,27	98,98	1,0000	909	—	—	—	336

121. Разгонка (ИТК) сиазанской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—75	3,13	3,13	0,7268	80	—	—	—	—
2	75—90	3,00	6,13	0,7341	91	—	—	—	—
3	90—105	3,27	9,40	0,7430	98	—	—	—	—
4	105—120	3,20	12,60	0,7500	106	—	—	—	—
5	120—136	3,27	15,87	0,7620	114	—	—	—	—
6	136—150	3,20	19,07	0,7732	121	—	—	—	—
7	150—165	3,07	22,14	0,7801	130	—	—	—	—
8	165—180	3,03	25,17	0,7947	138	—	—	—	—
9	180—195	3,00	28,17	0,8048	148	—	—	—	—
10	195—210	3,07	31,24	0,8160	156	—	—	—	—
11	210—225	3,07	34,31	0,8268	164	—	—	—	—
12	225—240	2,80	37,11	0,8370	175	—	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
13	240—255	3,23	40,34	0,8434	185	—	—	—	—
14	255—270	3,13	43,47	0,8160	195	—	—	—	—
15	270—286	3,17	46,64	0,8640	207	—	—	—	—
16	286—305	3,10	49,74	0,8731	223	—	—	—	—
17	305—319	3,10	52,84	0,8810	240	3,80	—	<—18	138
18	319—338	3,20	56,04	0,8899	260	5,81	—	—16	145
19	338—352	3,20	59,24	0,8970	282	7,98	—	—13	154
20	352—369	3,20	62,44	0,9065	306	11,74	3,32	—7	164
21	369—385	3,23	65,67	0,9140	329	16,83	3,70	—2	176
22	385—403	3,27	68,94	0,9220	353	24,14	4,79	4	190
23	403—420	3,10	72,04	0,9280	378	34,50	6,50	9	205
24	420—440	3,10	75,14	0,9350	401	72,28	9,00	15	220
25	440—462	3,59	78,73	0,9403	426	129,34	14,34	20	235
26	Остаток	20,66	99,39	0,9920	703	—	—	—	286

122. Разгонка (ИТК) умбакинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С	
		отдельных фракций	суммарный					застывания	вспышки
1	н.к.—88	2,93	2,93	0,7180	85	—	—	—	—
2	88—109	3,53	6,46	0,7340	91	—	—	—	—
3	109—128	3,47	9,93	0,7494	103	—	—	—	—
4	128—147	3,43	13,96	0,7645	115	—	—	—	—
5	147—164	3,17	16,53	0,7880	126	—	—	—	—
6	164—182	3,20	19,73	0,7918	138	—	—	—	—
7	182—202	3,20	22,93	0,8070	150	—	—	—	—
8	202—219	3,13	26,06	0,8190	162	—	—	—	—
9	219—239	3,10	29,16	0,8324	175	—	—	—	—
10	239—256	3,17	32,33	0,8410	188	—	—	—	110
11	256—278	3,17	35,50	0,8520	200	—	—	—	125
12	278—297	3,17	38,67	0,8618	214	—	—	—	138
13	297—315	3,00	41,67	0,8710	230	—	—	—	152
14	315—335	3,10	44,77	0,8800	244	5,51	—	—	166
15	335—350	2,50	47,27	0,8890	264	7,75	—	—	177
16	350—374	3,17	50,44	0,8957	290	12,50	—	—	190
17	374—394	3,04	53,48	0,9039	320	22,10	4,46	—	203
18	394—422	3,23	56,71	0,9117	361	33,02	7,00	<—18	213
19	422—448	3,23	59,94	0,9200	400	56,53	9,13	—13	223
20	448—480	3,13	63,07	0,9274	441	87,04	11,03	—8	234
21	Остаток	35,83	98,90	0,9855	867	—	—	—	293

123. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Кюровдагская нефть								
175	3,0	0,8002	146	122	132	172	252	290
200	8,0	0,8167	147	129	135	180	260	305
225	12,7	0,8258	149	132	143	187	265	318
250	18,8	0,8356	154	138	149	213	290	320
275	21,6	0,8455	163	150	172	232	300	326
300	30,2	0,8537	176	156	175	210	321	329
325	35,5	0,8610	191	160	182	260	340	356
350	40,5	0,8737	209	169	197	275	370	—
Мишовдагская нефть								
125	2,5	0,7505	103	—	—	—	—	—
150	6,0	0,7704	119	—	—	—	—	—
175	10,1	0,7814	128	—	—	—	—	—
200	15,0	0,7915	138	136	144	180	260	282
225	20,5	0,8024	147	138	148	200	280	293
250	26,0	0,8144	155	142	156	215	293	306
275	31,3	0,8240	163	148	161	222	310	345
300	35,7	0,8302	169	152	178	253	337	350
325	40,2	0,8390	178	169	189	270	356	360
350	45,8	0,8476	199	186	206	282	—	—
Нефтечалинская нефть								
150	6,0	0,7674	—	—	—	—	—	—
175	7,7	0,7790	—	—	—	—	—	—
200	10,4	0,7939	—	120	127	164	214	276
225	15,0	0,8100	—	127	133	180	245	270
250	20,8	0,8218	—	130	146	205	275	318
275	27,0	0,8364	—	135	158	230	280	335
300	32,0	0,8478	—	140	165	258	315	350
325	43,0	0,8593	—	150	189	273	337	>360
Умбакинская нефть								
175	2,5	0,8306	166	110	122	161	222	250
200	5,0	0,8315	174	130	140	196	240	268
225	8,0	0,8335	182	150	160	210	270	293
250	12,7	0,8350	194	170	179	230	287	315
275	18,4	0,8382	207	176	187	236	294	320
300	24,7	0,8436	225	180	200	254	315	332
325	32,7	0,8520	245	195	212	273	335	350
350	45,6	0,8684	283	222	238	297	>360	—

124. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$
Кюровдагская нефть					
175	97,0	0,9067	336	9,51	1,93
200	92,0	0,9101	347	13,54	2,20
225	87,3	0,9455	360	19,87	2,65
250	81,2	0,9526	384	—	4,20
275	75,4	0,9620	407	—	6,61
300	69,8	0,9700	449	—	10,08
325	64,7	0,9795	486	—	15,61
350	59,5	0,9891	528	—	26,46
Мишовдагская нефть					
125	97,4	0,9136	—	5,57	—
150	94,0	0,9156	282	8,90	1,80
175	90,0	0,9180	331	11,82	2,00
200	85,0	0,9231	364	14,30	2,34
225	79,4	0,9315	401	—	3,15
250	74,0	0,9405	435	—	5,22
275	69,7	0,9503	469	—	7,44
300	64,2	0,9590	489	—	13,13
325	59,3	0,9680	507	—	19,65
350	54,3	0,9797	551	—	—
Нефтечалинская нефть					
150	94,0	0,9288	—	12,16	2,28
175	92,3	0,9310	—	—	2,50
200	89,6	0,9340	—	—	2,90
225	85,0	0,9388	—	—	3,87
250	79,2	0,9423	—	—	5,40
275	73,0	0,9478	—	—	7,90
300	68,0	0,9479	—	—	10,75
325	57,0	0,9520	—	—	—
Умбакинская нефть					
175	97,4	0,9050	210	5,50	1,36
200	95,5	0,9100	274	5,82	1,54
225	92,0	0,9177	301	6,60	1,52
250	87,3	0,9230	322	9,00	1,98
275	81,6	0,9307	344	13,62	2,11
300	75,3	0,9360	362	22,13	2,61
325	67,3	0,9420	378	—	3,53
350	54,4	0,9487	402	—	5,05

125. Характеристика остатков разной глубины отбора кюровдагской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
			застывания	вспышки в открытом тигле	
34,90	1,0198	—	—	308	—
38,73	1,0080	—	—	292	21,00
41,66	1,0019	—	26	280	19,10
44,76	0,9970	—	22	270	17,70
47,63	0,9930	—	18	261	16,00
50,70	0,9888	—	14	252	15,49
53,53	0,9860	—	10	244	13,60
56,53	0,9820	13,30	5	236	12,60
59,40	0,9788	11,48	0	218	11,73
62,40	0,9755	9,70	—5	206	11,00
65,43	0,9720	8,00	—11	194	10,40
68,53	0,9689	6,62	—18	182	10,00
71,56	0,9645	5,50	<—19	170	9,60
74,59	0,9606	4,60	—	150	9,36
77,49	0,9572	3,80	—	143	9,22
80,36	0,9535	3,30	—	140	8,95
83,53	0,9498	2,80	—	131	8,80
86,53	0,9462	2,50	—	124	8,21
89,26	0,9428	2,26	—	119	8,00
92,03	0,9385	2,18	—	113	7,97
93,33	0,9368	—	—	—	7,90
96,40	0,9315	—	—	—	7,84
98,30	0,9280	—	—	—	7,28

126. Характеристика остатков разной глубины отбора мишовдагской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
36,33	0,9950	—	—	—	—	310	—
40,76	0,9860	—	—	—	—	290	—
43,36	0,9800	—	—	—	31	275	15,40
47,02	0,9750	—	—	—	26	262	14,71
50,35	0,9700	—	—	10,65	21	248	14,00
53,65	0,9660	—	—	9,59	16	234	13,40
56,51	0,9610	—	—	8,55	16	222	12,80
59,67	0,9565	—	—	7,55	11	209	12,25
63,00	0,9520	—	15,59	6,42	6	196	11,65
66,43	0,9477	—	9,80	5,40	5	184	11,05
69,73	0,9430	—	7,80	4,55	—4	173	10,50
72,99	0,9395	—	5,89	3,69	—9	163	9,91
76,22	0,9340	—	4,95	3,00	—14	153	9,40
78,88	0,9302	—	4,38	2,50	—19	146	9,00
82,31	0,9250	14,60	3,85	2,00	<—19	139	8,45
84,21	0,9227	12,27	3,59	1,76	—	135	8,10
87,31	0,9170	8,40	3,29	1,45	—	130	7,55
90,24	0,9123	6,10	3,05	—	—	127	7,05
92,74	0,9075	4,90	—	—	—	—	6,55
95,74	0,9017	3,80	—	—	—	—	5,95
98,90	0,8950	2,77	—	—	—	—	5,35

127. Характеристика остатков разной глубины отбора карабаглинской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
34,40	1,0120	—	—	—	—	316	18,60
38,40	1,0010	—	—	—	—	312	18,20
41,40	0,9950	—	—	—	—	296	17,10
44,40	0,9880	—	—	—	—	282	16,03
47,40	0,9810	—	—	—	40	268	15,69
50,14	0,9760	—	—	—	37	257	15,40
52,95	0,9710	—	—	10,80	35	245	15,00
55,91	0,9660	—	—	9,37	34	238	14,46
58,90	0,9660	—	—	8,05	32	224	14,16
61,87	0,9570	—	—	6,65	31	242	13,90
64,47	0,9520	—	—	5,90	30	203	13,60
67,46	0,9470	—	—	4,90	29	195	13,25
70,80	0,9410	—	—	3,90	—	184	12,90
73,34	0,9370	—	—	3,30	28	175	12,30
76,48	0,9340	—	6,42	2,67	27	164	12,35
79,93	0,9280	—	8,05	—	26	150	11,80
83,66	0,9240	—	3,85	—	24	132	11,10
86,76	0,9200	—	3,01	—	22	116	10,30
89,95	0,9170	8,14	2,08	—	20	102	10,00
93,71	0,9130	5,35	1,35	—	17	—	9,10
96,98	0,9100	3,70	—	—	13	—	8,40
98,41	0,9116	2,85	—	—	10	—	7,85

128. Характеристика остатков разной глубины отбора кюрсанганинской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
36,80	1,0020	—	—	—	305	12,97
39,74	0,9904	—	—	—	292	12,35
43,24	0,9800	—	—	—	276	11,65
45,99	0,9733	—	10,58	26	263	11,15
49,61	0,9652	—	9,38	22	248	10,51
52,66	0,9595	—	8,40	19	236	10,00
55,68	0,9540	—	7,48	16	225	9,54
58,45	0,9496	11,73	6,68	13	215	9,13
61,47	0,9450	10,50	5,90	10	204	8,70
64,27	0,9408	9,12	5,32	8	194	8,30
67,32	0,9367	7,81	4,60	5	185	7,90
70,02	0,9336	6,78	3,97	3	176	7,54
73,00	0,9292	5,60	3,41	0	167	7,12
76,08	0,9258	4,60	2,83	—2	155	6,72
79,05	0,9226	3,70	2,40	—4	149	6,40
82,75	0,9192	2,77	1,82	—7	138	6,07
85,71	0,9158	1,88	1,40	—9	128	5,65
88,78	0,9127	—	—	—11	118	5,36
92,23	0,9095	—	—	—12	—	5,30
95,72	0,9068	—	—	—14	—	5,25
99,00	0,9048	—	—	—15	—	5,20

129. Характеристика остатков разной глубины отбора нефтечалинской нефти

Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{75}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле	
41,27	1,0000	—	—	—	—	336	—
44,99	0,9860	—	—	—	—	308	—
48,35	0,9785	—	—	—	—	288	—
51,77	0,9730	—	—	—	—	270	—
55,09	0,9670	—	—	25,89	10	254	10,17
58,47	0,9620	—	—	20,00	7	238	9,60
61,95	0,9590	—	—	15,00	3	224	8,68
65,17	0,9550	—	—	11,50	0	210	8,10
68,25	0,9518	—	25,49	8,83	—3	197	7,70
71,50	0,9500	—	20,20	6,90	—6	186	7,30
74,86	0,9470	—	15,30	5,30	—10	174	7,00
77,96	0,9443	—	11,40	4,10	—14	162	6,65
81,00	0,9421	—	8,76	3,28	—18	151	6,37
83,89	0,9390	—	6,90	2,60	<—18	140	6,10
87,04	0,9362	—	5,40	2,20	—	128	5,90
89,96	0,9332	13,18	4,35	1,85	—	114	5,74
92,91	0,9300	9,60	3,60	—	—	—	5,70
96,19	0,9262	7,40	2,80	—	—	—	5,65
98,90	0,9226	6,24	2,20	—	—	—	5,60

130. Характеристика остатков разной глубины отбора сиазанской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
20,66	0,9920	—	—	—	286	—
24,25	0,9870	—	—	—	272	—
27,35	0,9825	—	11,20	—	261	—
30,45	0,9780	—	9,27	8	249	9,86
33,72	0,9730	—	7,10	3	236	9,35
36,95	0,9676	—	5,50	—3	223	8,90
40,15	0,9623	—	4,25	—8	211	8,45
43,35	0,9571	—	3,40	—12	200	7,92
46,55	0,9520	—	2,78	—15	187	7,60
49,65	0,9471	—	2,35	—17	175	7,20
52,65	0,9427	10,00	2,00	—18	165	6,80
55,92	0,9371	8,55	1,74	—19	155	6,37
59,05	0,9331	7,40	1,57	<—20	144	6,00
62,28	0,9284	6,20	—	—	134	5,68
65,08	0,9245	5,23	—	—	126	5,38
68,15	0,9202	4,37	—	—	117	5,01
71,22	0,9157	3,60	—	—	109	4,77

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %
				застывания	вспышки в открытом тигле	
74,22	0,9115	3,00	—	—	—	4,47
77,25	0,9075	2,48	—	—	—	4,20
80,32	0,9027	2,05	—	—	—	3,90
83,52	0,8982	1,68	—	—	—	3,62
86,79	0,8945	1,45	—	—	—	3,30
89,99	0,8878	1,40	—	—	—	3,05
93,26	0,8820	1,35	—	—	—	2,78
96,26	0,8767	1,30	—	—	—	2,58
99,39	0,8700	1,28	—	—	—	2,32

131. Характеристика остатков разной глубины отбора умбакинской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{75}$	$ВУ_{100}$	Температура вспышки, °С	
					в закрытом тигле	в открытом тигле
35,83	0,9855	—	—	—	—	293
38,96	0,9805	—	—	—	—	273
42,19	0,9760	—	—	—	248	260
45,42	0,9715	—	—	—	235	246
48,46	0,9670	—	—	—	220	234
51,63	0,9623	—	—	—	210	222
54,13	0,9585	—	—	7,75	198	212
57,23	0,9540	—	—	6,20	187	199
60,23	0,9500	—	—	5,00	174	187
63,40	0,9450	—	—	3,80	160	174
66,57	0,9412	19,12	7,51	2,76	146	160
69,74	0,9360	15,30	5,90	2,10	—	145
72,84	0,9320	12,30	4,70	1,80	—	131
75,97	0,9270	9,40	3,60	1,60	—	114
79,17	0,9225	7,31	2,86	1,55	—	95
82,37	0,9170	6,00	2,30	—	—	—
85,54	0,9115	4,90	2,00	—	—	—
88,97	0,9057	4,01	—	—	—	—
92,44	0,8975	3,20	—	—	—	—
95,97	0,8880	2,45	—	—	—	—
98,90	0,8817	1,76	—	—	—	—

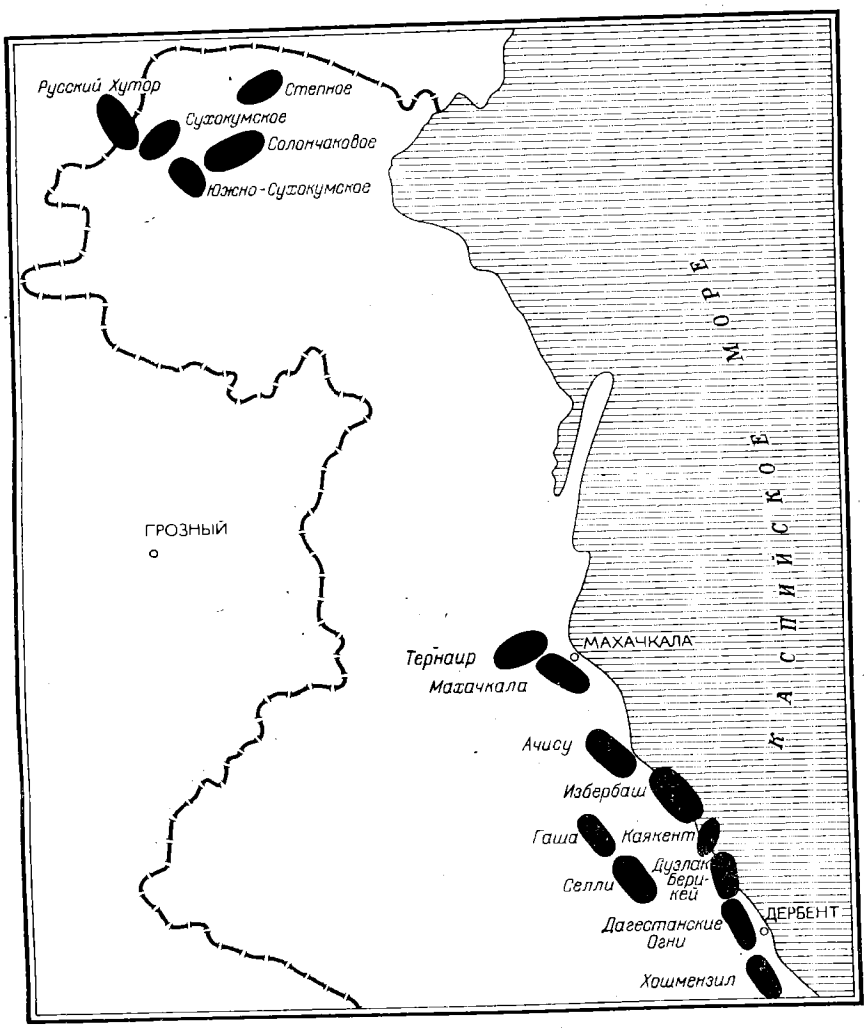

Рис. 2. Схема размещения нефтяных месторождений Дагестанской АССР.

Нефтяные месторождения Дагестанской АССР располагаются на территории Восточного Предкавказья. В геологическом строении рассматриваемой территории участвует комплекс мезокайнозойских отложений. Нефтяные месторождения Дагестана связаны с западной частью Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна. Вся южная и юго-восточная части территории представлены северным склоном Большого Кавказа и его передовыми хребтами. Вдоль берега Каспия протягивается Прикаспийская низменность, переходящая на западе в Терско-Кумскую равнину.

Промышленная нефтегазоносность на территории предгорного Дагестана охватывает широкий стратиграфический диапазон от нижнего мела до неогена включительно. Промышленные залежи нефти и газа установлены в нижнемеловых, верхнемеловых, фораминиферовых, хадумских и чокракских отложениях. Распространение нефтяных и газовых скоплений района контролируется двумя антиклинальными зонами — Восточной и Западной. В пределах этих двух зон открыто 11 месторождений, в том числе пять нефтяных (Тернаир, Махачкала, Избербаш, Каякент, Берикей), два газовых (Хошмензил и Дагестанские Огни) и четыре нефтегазоносных (Ачису, Селли, Гаша и Дузлак). Из них с Западной антиклинальной зоной связаны два (Селли и Гаша), а остальные приурочены к поднятиям Восточной антиклинальной зоны. Основное количество нефти Дагестанской АССР добывается на нефтяных и газонефтяных месторождениях Русский Хутор, Сухокумское, Южно-Сухокумское и др., находящихся на севере Дагестана. Нефтеносность этих месторождений связана с нижнемеловыми и среднеюрскими песчаноглинистыми отложениями.

В справочнике приведены данные о нефтях Северного и Южного Дагестана.

Рассматриваемые нефти малосернистые (0,13—0,25% серы) и высокопарафинистые, за исключением избербашской, в которой 5,7% парафина. Практически все нефти малосмолистые, кроме гашинской, содержание в них силикагелевых смол 0,2—0,99%, асфальтенов 0,56—1,56%; коксуемость их 0,56—1,56%. Из всех нефтей только гашинская характеризуется низким содержанием бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С (11,2% против 23,9—30,3% в остальных образцах). Выход светлых продуктов до 350 °С составляет в гашинской нефти 34%, в остальных 53—61,4%.

Октановые числа бензиновых фракций высокопарафинистых нефтей низкие: для фракций, выкипающих от н. к. до 200 °С, составляют 33—39. Объясняется это тем, что в бензиновых фракциях преобладают парафиновые углеводороды, составляющие 61—64% (29—31% из них нормального строения). В бензиновых фракциях гашинской и избербашской нефтей, выкипающих в тех же температурных пределах (н. к. — 200 °С), содержится несколько меньше парафиновых углеводородов (41—50%, в том числе 19% нормального строения). Октановые числа их в чистом виде 49,6—50,5. Во фракциях всех нефтей 60—

120 °С содержится 35—45% нафтеновых углеводородов и следы серы, поэтому они служат хорошим сырьем для каталитического риформинга.

Осветительные керосины, выделенные из рассматриваемых нефтей, обладают хорошими фотометрическими свойствами и малым содержанием серы. Из нефти месторождения Русский Хутор и южносухокумской нефти можно получать летние дизельные топлива с высокими цетановыми числами (50 и выше) и низким содержанием серы (0,024—0,13%).

Масляные 50-градусные фракции высокопарафинистых нефтей, выкипающие в пределах 350—500 °С, характеризуются невысоким содержанием ароматических углеводородов: 15—22% по сравнению с избербашской и гашинской нефтями, в которых содержание их составляет 27—34%. Пятидесятиградусные фракции гашинской и избербашской нефтей отличаются бо́льшим содержанием углерода в циклических структурах (40—48%) и бо́льшим числом колец в их молекулах, по сравнению с аналогичными фракциями высокопарафинистых нефтей.

Выход базовых масел из высокопарафинистых нефтей месторождения Русский Хутор и южносухокумской невысокий и составляет соответственно 17,4 и 22,6 %. Индекс вязкости получаемых масел достаточно высок — от 83 до 108.

Из всех рассматриваемых нефтей можно получать маловязкие топочные мазуты марки 100, а из избербашской еще и мазут марки 200 с высокой температурой застывания (37—42 °С) и низким содержанием серы (0,16—0,42%).

132. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Пласт, отдел, подъярус	№ скважины	ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С		Давление насыщенных паров (при 50 °С), *мм рт. ст.*
							застывания	вспышки в закрытом тигле	
Месторождения Русский Хутор	II, III, IV, VIII, IX, XIII пласты нижнемелового отдела	Смесь	0,8023	193	—	2,78	15	<—35	170
Южносухокумская	IX, XII, XIII пласты нижнемелового отдела	»	0,8243	210	48,64	4,06	23	—25	158
Гашинская	Верхнемеловой отдел	»	0,8859	—	—	17,90	24	—9	—
Избербашская	Чокракский подъярус	—	0,8441	—	10,41	3,88	13	—10	—

Продолжение табл. 132

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Месторождения Русский Хутор	17,3	47	0,13	0,066	6	2,80	0,20	0,56	0,044	0,13	30,3	61,4
Южносухокумская	25,5	54	0,21	—	12	3,38	0,66	1,41	0,051	0,10	24,2	53,0
Гашинская	15,5	51	0,25	0,193	22	11,30	1,30	2,48	—	0,08	11,2	34,0
Избербашская	5,7	51	0,23	—	12	5,42	0,99	1,56	0,014	0,07	23,9	54,0

133. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
		100	120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	390
Месторождения Русский Хутор	56	8	13	15	20	23	28	33	34	42	44	51	57
Южносухокумская	60	4	7	12	15	17	21	24	30	35	37	45	48
Гашинская	72	2	3	5	6	7	8	9	11	13	14	18	22
Избербашская	56	6	9	13	15	18	22	25	29	34	36	44	50

134. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Температура, °С	Нефть месторождения Русский Хутор			Южносухокумская нефть			Гашинская нефть			Избербашская нефть		
	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
20	—	—	0,8023	48,64	65,7	0,8243	—	—	0,8859	10,41	1,90	0,8441
30	3,36	1,23	0,8003	8,63	1,73	0,8168	42,6	5,84	0,8793	6,61	1,54	0,8370
40	3,06	1,21	0,7961	5,59	1,44	0,8092	25,0	3,56	0,8735	5,02	1,39	0,8298
50	2,78	1,18	0,7889	4,06	1,30	0,8021	17,9	2,70	0,8669	3,88	1,28	0,8226

135. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_8	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Нефть месторождения Русский Хутор								
До C_4	0,9	1,1	1,1	14,4	34,5	48,9	—	—
До C_5	1,6	0,6	0,6	8,0	19,6	27,7	20,2	23,3
Южносухокумская нефть								
До C_4	0,42	—	23,8	21,4	19,0	36,8	—	—
До C_5	0,97	—	10,3	9,3	8,3	15,5	20,6	36,0

Примечание. Сероводород в нефтях отсутствует.

136. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Нефть месторождения Русский Хутор	Южносухокумская	Гашинская	Избербашская
28 (газ до C_4)	0,9	0,4	—	—
60	3,6	2,8	0,4	1,2
62	4,5	3,3	—	—
70	5,8	3,7	1,5	2,2
80	6,8	3,9	2,0	3,9
85	7,3	4,4	2,1	—
90	8,3	5,2	—	4,7
95	9,3	6,2	2,3	6,0
100	11,0	7,6	3,0	7,5
105	11,6	7,8	3,2	8,4
110	12,3	8,3	3,9	9,2
115	13,3	9,6	—	9,9
120	13,8	10,6	4,0	10,2
130	17,0	12,1	5,3	12,2
140	19,5	13,1	5,9	14,1
145	20,7	14,0	6,3	15,2
150	21,8	15,0	6,7	15,9
160	23,5	16,5	7,6	18,0
170	25,3	18,1	8,5	19,4
180	26,9	20,6	9,3	20,7
190	28,6	22,4	10,2	22,2
200	30,3	24,2	11,2	23,9
210	32,3	26,0	12,6	26,0
220	34,1	28,1	14,0	28,8
230	36,4	30,0	14,5	30,8
240	38,8	32,3	15,0	31,8
250	41,3	34,4	17,0	33,3
260	43,6	36,4	18,0	35,5
270	45,3	38,0	19,0	37,5
280	47,1	40,0	20,8	39,5
290	48,9	41,7	21,9	41,0
300	50,9	42,9	23,9	43,3
310	53,0	45,4	25,7	45,0
320	55,1	47,0	26,6	47,6
330	57,2	49,3	31,1	50,0
340	59,1	51,0	32,9	52,0
350	61,4	53,0	35,4	54,0
360	62,4	55,0	36,0	55,6
370	63,5	57,0	38,0	57,0
380	64,6	58,8	40,0	58,5
390	66,1	60,7	42,0	59,5
400	67,8	62,1	43,6	60,7
410	70,5	64,2	46,0	62,5
420	73,3	66,2	48,0	64,7
430	75,3	68,0	50,0	66,6
440	76,7	70,0	52,5	69,0
450	77,9	72,8	54,6	70,2
460	79,4	74,0	57,3	72,0
470	81,4	76,2	59,7	73,5
480	83,5	78,0	62,0	75,5
490	85,8	80,4	64,4	77,0
500	87,4	81,6	66,5	78,1

137. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Нефть месторождения Русский Хутор												
28—85	6,4	0,7078	46	52	62	71	0	62,3	—	81,8	Следы	427
28—100	10,1	0,7084	52	64	78	91	Следы	60,0	—	79,0	—	—
28—110	11,4	0,7090	54	67	81	98	»	59,0	—	78,7	—	—
28—120	12,9	0,7093	56	68	85	102	»	56,9	—	76,5	Следы	241
28—130	16,1	0,7131	57	69	94	119	»	55,5	—	75,4	—	—
28—140	18,6	0,7163	57	74	102	132	»	53,0	—	73,5	—	—
28—150	20,9	0,7217	58	80	104	139	0,006	49,8	—	70,8	Следы	164
28—160	22,6	0,7235	59	81	106	141	—	48,6	—	69,0	—	—
28—170	24,6	0,7265	60	85	113	154	—	45,4	—	65,8	—	125
28—180	26,0	0,7305	61	87	118	162	—	42,5	—	63,0	—	—
28—190	27,7	0,7384	62	89	122	170	—	39,5	—	60,0	—	—
28—200	29,4	0,7394	63	90	133	176	0,010	32,7	—	55,0	0,22	87
Южносухокумская нефть												
28—60	2,8	0,6570	35	45	56	68	0	68,0	—	—	Следы	—
28—85	3,9	0,6782	35	48	63	79	0	67,5	—	—	—	479
28—100	7,1	0,7014	48	63	81	95	Следы	62,0	82,2	—	—	—
28—110	7,9	0,7047	49	66	84	108	»	60,0	68,8	—	—	—

Продолжение табл. 137

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38° С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
28—120	10,2	0,7186	50	72	96	111	0,003	55,8	63,0	—	Следы	241
28—130	11,7	0,7200	55	77	101	117	Следы	54,4	61,0	—	—	—
28—140	12,7	0,7210	55	77	104	121	»	52,0	59,8	66,0	—	—
28—150	14,6	0,7247	56	81	109	135	0,005	47,6	57,0	64,0	0,19	195
28—160	16,1	0,7283	57	84	114	142	—	45,0	—	62,7	—	—
28—170	17,7	0,7323	60	86	119	152	—	42,0	—	61,9	—	—
28—180	20,2	0,7354	62	90	128	166	—	39,0	—	53,9	0,31	143
28—190	22,0	0,7392	63	90	131	174	—	36,0	—	46,8	—	—
28—200	23,8	0,7452	67	97	138	180	0,005	34,4	—	45,0	0,31	125
Гашинская нефть												
н. к.—150	6,7	0,7502	76	91	108	134	0,009	61,7	—	77,0	0,21	—
н. к.—200	11,2	0,7664	82	100	136	179	0,011	50,5	—	70,5	0,33	—
Избербашская нефть												
н. к.—95	6,0	0,6949	48	54	66	78	Следы	71,8	—	—	—	450
н. к.—120	10,2	0,7167	56	72	88	105	0,009	67,2	—	81,6	—	261
н. к.—150	15,9	0,7311	59	84	107	133	—	59,6	—	76,4	0,19	188
н. к.—200	23,9	0,7546	66	96	138	183	0,011	49,6	—	69,6	0,28	104

138. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Нефть месторождения Русский Хутор								
28—62	3,6	0,6338	1,3740	0,3	—	99,7	45	54,7
62—95	4,8	0,7085	1,4056	8	41	51	25	26
95—120	4,5	0,7380	1,4163	11	35	54	28	26
120—150	8,0	0,7524	1,4224	15	22	63	31	32
150—200	8,5	0,7700	1,4245	13	36	51	35	16
28—200	29,4	0,7394	1,4135	11	28	61	29	32
Южносухокумская нефть								
28—60	2,8	0,6570	1,3726	—	10	90	52	38
60—95	3,4	0,7291	1,4070	7	43	50	27	23
95—120	4,4	0,7404	1,4144	9	35	56	22	34
120—150	4,4	0,7560	1,4252	14	24	62	28	34
150—200	9,2	0,7702	1,4326	15	20	65	31	34
28—200	23,8	0,7452	1,4215	11	25	64	31	33
Гашинская нефть								
н. к.—60	0,4	0,6643	—	—	—	—	—	—
60—95	1,9	0,7397	—	21	42	37	22	15
95—120	1,7	0,7607	—	25	37	38	18	20
120—150	2,7	0,7665	—	20	31	49	19	30
150—200	4,5	0,7898	—	20	42	38	20	18
н. к.—200	11,2	0,7668	—	21	38	41	19	22
Избербашская нефть								
н. к.—60	1,2	0,6502	1,3710	1	10	89	68	21
60—95	4,8	0,7106	1,3970	4	45	51	26	25
95—120	4,2	0,7397	1,4121	6	41	53	16	37
120—150	5,7	0,7588	1,4233	14	32	57	15	42
150—200	8,0	0,7829	1,4367	13	33	54	20	34
н. к.—200	23,9	0,7546	1,4343	12	38	50	19	31

139. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 85 °С, нефти месторождения Русский Хутор

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание (на нефть), вес. %
Пропан	—42,1	Следы
Изобутан	—11,7	0,001
н-Бутан	—0,5	0,130
2-Метилбутан (изопентан)	27,9	0,351
н-Пентан	36,1	1,425
Изогексан	—	0,167
2-Метилпентан	60,3	1,066
3-Метилпентан	63,3	0,872
н-Гексан	68,7	1,107
Изогептан	—	0,371
Метилциклопентан	71,8	0,342
Циклогексан	80,7	0,340
Бензол	80,1	0,278

140. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 60 °С, южносухокумской нефти

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание (на нефть), вес. %
Пропан	—42,1	0,001
Изобутан	—11,7	0,011
н-Бутан	—0,5	0,114
2-Метилбутан (изопентан)	27,9	0,286
н-Пентан	36,1	0,568
Изогексан	—	0,025
2-Метилпентан	60,3	0,357
3-Метилпентан	63,3	0,248
н-Гексан	68,7	0,695
Изогептан	—	0,052
Метилциклопентан	71,8	0,175
Циклогексан	80,7	0,080

141. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—150 °С

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Нефть месторождения Русский Хутор			Южносухокумская нефть		
Этилбензол	2,0	0,160	Этилбензол	—	—
п-Ксилол	1,7	0,136	*п*-Ксилол	1,9	0,008
м-Ксилол	6,3	0,504	*м*-Ксилол	6,0	0,026
о-Ксилол	3,0	0,240	*о*-Ксилол	5,2	0,023

142. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Нефть месторождения Русский Хутор								
62—85	2,8	0,7036	Следы	12	30	58	27	31
62—105	7,1	0,7143	»	8	38	54	34	20
85—120	6,5	0,7348	»	10	40	50	25	25
85—180	19,6	0,7488	0,003	13	25	62	31	31
105—120	2,2	0,7505	»	17	34	49	15	34
120—140	5,7	0,7458	0,003	12	26	62	32	30
140—180	7,4	0,7629	0,005	16	17	67	34	33
Южносухокумская нефть								
60—85	1,1	0,7257	Следы	7	53	40	17	23
62—180	17,3	0,7477	»	11	28	61	27	34
85—105	3,4	0,7294	»	8	44	48	17	31
85—120	6,2	0,7331	»	8	40	52	28	24
85—180	16,2	0,7500	0,005	11	31	58	24	34
105—140	5,3	0,7470	—	12	29	59	25	34
120—140	2,5	0,7526	—	14	24	62	28	34
140—180	7,5	0,7620	0,006	13	24	63	29	34

143. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
Нефть месторождения Русский Хутор																	
120—230	22,6	0,7659	137	144	166	204	225	1,22	—	—60	30	10 365	36	13,2	0,009	0,20	—
120—250	27,5	0,7788	139	151	192	241	250	1,55	6,49	—39	36	10 335	35	11,3	0,012	0,24	2,0
75—225	29,5	0,7572	98	111	149	202	218	1,02	2,92	—61	—	10 400	37	12,6	—	—	3,8
Южносухокумская нефть																	
62—200	20,9	0,7515	98	116	142	180	193	0,94	2,67	<—60	—	10 495	—	12,0	0,005	0,19	—
28—280	39,6	0,7667	68	105	180	258	275	1,26	—	—32	—	10 400	—	11,6	—	2,29	—
120—200	13,6	0,7642	140	146	158	185	195	1,10	3,47	—60	32	10 430	—	13,7	—	0,28	—
110—250	26,1	0,7744	133	143	180	237	252	1,41	5,82	—44	31	10 430	—	12,5	—	—	—
Гашинская нефть																	
120—220	10,0	0,7889	135	150	174	209	220	1,25	—	—60	26	10 330	—	20,0	0,013	—	—
120—250	13,0	0,8009	140	156	190	233	244	1,49	6,20	—51	30	10 300	—	19,5	0,015	—	—
Избербашская нефть																	
120—220	18,6	0,7887	142	153	176	207	218	1,30	5,05	—61	33	10 345	—	12,0	0,016	—	—
120—230	20,6	0,7903	143	154	180	215	228	1,39	—	—58	34	10 350	—	12,5	—	—	—

144. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	Выход (на нефть), %	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, мм	Содержание серы, %	Кислотность, мг КОН на 100 мл дистиллята
				н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки			
Месторождения Русский Хутор	150—330	0,7982	35,4	162	189	242	297	312	70	—12	62	30	0,050	0,30
	180—320	0,8020	28,2	205	219	248	288	300	—	—14	83	—	0,038	0,41
Южносухокумская	130—280	0,7885	27,9	158	173	213	266	280	93	<—18	50	30	0,040	1,80
	150—300	0,7967	27,9	175	189	237	291	303	75	—14	64	32	0,048	2,65
	150—320	0,8028	32,0	177	195	260	319	330	55	—2	66	31	0,050	—
Гашинская	150—300	0,8274	17,2	170	193	238	272	285	88	<—12	44	23	—	0,26
	150—320	0,8297	19,9	172	200	247	288	297	74	То же	48	22	—	—
	200—300	0,8396	12,7	210	234	252	275	286	82	»	52	21	0,022	0,33
Избербашская	200—300	0,8299	19,4	233	239	258	289	297	70	—19	99	20	0,024	0,36

145. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %			Нефть	Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	парафиновых			ароматических	нафтеновых	парафиновых
Месторождения Русский Хутор	200—250	12	10	78	Южносухокумская	200—300	11	14	75
	250—300	13	13	74	Избербашская	200—250	14	40	46
	200—300	12	12	76		250—300	16	24	60
Южносухокумская	200—250	9	18	73		200—300	15	31	54
	250—300	12	10	78					

146. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
					10%	50%	90%	98%			застывания	помутнения	вспышки			
Нефть месторождения Русский Хутор																
150—350	39,6	56,6	77,6	0,8004	190	243	308	321	3,07	1,86	—11	—6	65	0,060	0,41	79,6
180—320	28,2	56,0	76,4	0,8020	219	248	288	300	3,01	—	—19	—11	83	0,038	0,41	78,8
180—350	34,5	56,4	77,4	0,8071	221	266	319	329	3,68	2,14	—8	—2	85	0,071	0,31	82,6
250—350	20,1	56,7	77,1	0,8186	290	302	305	334	6,72	3,28	8	5	127	0,080	0,92	87,4
Южносухокумская нефть																
150—320	32,0	60	—	0,8028	195	260	319	330	3,33	1,93	—6	—2	66	0,050	—	—
150—350	38,0	66	77,9	0,8061	204	272	348	360	4,27	2,33	—9	—	68	0,073	5,39	85,0
180—350	32,4	61	78	0,8131	232	289	348	361	5,52	2,75	—	14	92	0,084	5,39	87,8
200—300	18,7	58	76,4	0,8060	234	260	295	303	3,72	2,62	—8	—7	94	0,057	2,99	81,6
250—350	18,6	60	—	0,8241	293	316	350	361	9,46	4,40	19	—	135	—	—	94,4
Гашинская нефть																
150—320	19,9	—	—	0,8297	200	247	288	297	2,96	—	—	<—12	48	—	—	—
200—300	12,7	—	—	0,8396	234	252	275	286	3,55	—	—	То же	52	—	—	—
150—350	28,7	52	—	0,8419	207	277	319	331	4,31	2,31	—10	—13	44	0,130	—	—
200—350	24,2	54	—	0,8510	249	283	320	332	5,80	2,86	—8	—11	86	—	—	—
Избербашская нефть																
150—350	38,1	60	—	0,8258	196	256	286	335	3,44	1,97	—22	—10	98	0,024	—	—
210—300	19,4	54	—	0,8299	239	258	289	297	4,04	—	—24	—19	99	0,024	—	—
200—350	30,1	58	—	0,8390	244	276	325	338	5,36	2,70	—10	—6	102	—	—	—
220—330	21,2	57	—	0,8397	262	279	315	325	6,14	2,97	—11	—6	119	—	—	—
230—350	23,2	56	—	0,8439	269	291	331	338	7,04	3,37	—6	—2	128	0,041	—	—

* Меркаптановая сера отсутствует.

147. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С
	на фракцию	на нефть			
Нефть месторождения Русский Хутор					
Фракция 200—250 °С	100,0	11,0	0,7925	2,41	—28
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	55	6,0	0,8233	—	—50
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	45	5,0	0,7734	—	—12
Фракция 250—350 °С	100,0	20,1	0,8186	6,01	8
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	64,6	13,0	0,8377	—	—6
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	35,4	7,1	0,7897	—	22
Южносухокумская нефть					
Фракция 200—250 °С	100,0	10,2	0,7938	2,43	—30
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	65,0	6,6	—	—	—46
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	35,0	3,6	—	—	—9
Фракция 200—280 °С	100,0	15,8	0,8031	3,22	—19
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	77,3	12,2	—	—	—8
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	22,7	3,6	—	—	17

148. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание смол сернокислотных, %	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание промежуточной фракции и смолистых веществ, %
											I группа	II и III группы	IV группа	
Месторождения Русский Хутор	350—500	26,0	0,8497	325	11,80	5,30	35	4	0	85	5	3	5	2
Южносухокумская	350—500	28,6	0,8526	360	12,79	4,17	39	3	0,067	79	6	3	9	3
Гашинская	350—500	31,1	0,8943	384	28,60	6,14	32	—	0,100	72	10	7	9	2
Избербашская	350—500	24,1	0,8818	368	16,30	4,62	30	—	0,090	70	13	8	4	5

149. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
						застывания	вспышки в открытом тигле		
Нефть месторождения Русский Хутор									
Мазут топочный 100	38,6	0,8689	4,46	1,93	1,53	42	193	0,17	1,93
Остаток									
выше 350 °С	38,6	0,8689	4,46	1,93	1,53	42	193	0,17	1,93
» 400 °С	32,2	0,8815	7,47	2,60	1,83	43	218	0,22	2,65
» 450 °С	20,6	0,8988	—	4,49	2,65	45	245	0,25	4,00
» 490 °С	14,2	0,9070	—	6,43	3,73	50	267	0,26	4,75
» 500 °С	12,6	0,9139	—	10,20	5,18	52	305	0,28	6,11
Южносухокумская нефть									
Мазут топочный 100	57,1	0,8688	4,31	1,88	1,54	37	165	0,16	2,94
Остаток									
выше 300 °С	57,1	0,8688	4,31	1,88	1,54	37	165	0,16	2,94
» 350 °С	47,0	0,8825	—	2,61	1,92	41	201	0,23	4,24
» 400 °С	37,9	0,9163	—	—	2,45	52	225	0,25	5,30
» 450 °С	27,2	0,9300	—	—	4,50	56	254	0,27	6,93
» 500 °С	18,4	0,9472	—	—	—	61	297	0,29	9,73
Гашинская нефть									
Мазут топочный 100	64,6	0,9317	22,84	4,55	2,63	39	229	0,27	4,70
Остаток									
выше 350 °С	64,6	0,9317	22,84	4,55	2,63	39	229	0,27	4,70
» 500 °С	33,5	0,9677	—	37,52	14,59	52	313	0,40	9,50
Избербашская нефть									
Мазут топочный									
100	46,0	0,9137	9,93	3,06	2,13	34	196	0,34	3,09
200	21,9	0,9595	—	—	8,72	40	280	0,42	7,16
Остаток									
выше 300 °С	56,7	0,8965	4,11	2,02	1,58	29	162	0,22	2,34
» 350 °С	46,0	0,9137	9,93	3,06	2,13	34	196	0,34	3,09
» 500 °С	21,9	0,9595	—	—	8,72	40	280	0,42	7,16

150. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Нефть месторождения Русский Хутор						
350	38,6	0,8689	1,53	42	0,17	1,93
460	20,6	0,8988	2,65	45	0,25	4,00
500	12,6	0,9139	5,18	52	0,28	6,11
Южносухокумская нефть						
350	47,0	0,8825	1,92	41	0,23	4,24
450	27,2	0,9300	—	56	0,27	6,93
500	18,4	0,9472	—	61	0,29	9,73
Гашинская нефть						
350	64,6	0,9317	2,63	39	0,27	4,70
500	33,5	0,9677	14,59	52	0,40	9,50
Избербашская нефть						
350	46,0	0,9137	2,13	34	0,34	3,09
500	21,9	0,9595	8,72	40	0,42	7,16

151. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Нефть месторождения Русский Хутор											
28—200	29,4	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	11,0	1,4330—1,4410	88	1,4900	2	1,5514—1,5650	10	—	—	12	—
250—300	9,6	1,4397—1,4532	87	1,4922—1,4985	2	1,5405—1,5773	11	—	—	13	—
300—350	10,5	1,4455—1,4735	87	1,5060	2	1,5610—1,5830	11	—	—	13	—
350—400	6,4	1,4510—1,4880	86	1,4905—1,5268	4	1,5340—1,5773	3	1,5924—1,6380	5	12	2
400—450	10,1	1,4560—1,4890	85	1,4935—1,5282	5	1,5420—1,5825	3	1,5945—1,6550	5	13	2
450—490	7,9	1,4580—1,4890	82	1,4942—1,5230	6	1,5360—1,5890	5	1,5978—1,6780	4	15	3

Продолжение табл. 151

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Южносухокумская нефть											
28—200	23,8	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	10,2	1,4322—1,4870	91	1,4989—1,5070	4	1,5780	2	1,5928—1,5945	3	9	—
250—300	8,5	1,4405—1,4898	88	1,4980—1,5215	5	1,5465	1	1,5920—1,5962	6	12	—
300—350	10,1	1,4460—1,4868	86	1,4915—1,4968	4	1,5542	3	1,5930—1,6019	7	14	—
350—400	9,1	1,4463—1,4800	80	1,4918—1,5290	6	1,5332—1,5900	3	1,6030—1,6072	8	17	3
400—450	10,7	1,4564—1,4853	80	1,4920—1,5260	6	1,5460—1,5762	2	1,6008—1,6210	9	17	3
450—500	8,8	1,4605—1,4860	78	1,5120—1,5300	6	1,5442—1,5852	4	1,5982—1,6482	9	19	3
Гашинская нефть											
н. к.—200	11,2	—	79	—	—	—	—	—	—	21	—
200—250	5,8	1,4382—1,4500	81	1,4900—1,5145	8	1,5632—1,5892	11	—	—	19	—
250—300	6,9	1,4460—1,4702	76	1,4986—1,5292	5	1,5582—1,5680	19	—	—	24	—
300—350	11,5	1,4500—1,4680	73	1,5018—1,5188	8	1,5732	6	1,6010—1,6074	12	26	1
350—400	8,2	1,4610—1,4802	70	1,4922—1,5260	12	1,5300—1,5884	7	1,6000—1,6508	8	27	3
400—450	11,0	1,4670—1,4858	73	1,5030—1,5300	9	1,5377—1,5770	7	1,6028—1,6750	8	24	3
450—500	11,9	1,4730—1,4900	69	1,4960—1,5274	9	1,5310—1,5838	7	1,5944—1,6650	12	28	3
Избербашская нефть											
н. к.—200	23,9	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	9,4	1,4340—1,4648	86	1,4962—1,5070	9	1,5732—1,5880	5	—	—	14	—
250—300	10,0	1,4435—1,4855	84	1,5085—1,5150	9	1,5893	3	1,5985—1,5868	4	16	—
300—350	10,7	1,4502—1,4810	79	1,5057—1,5175	10	1,5600—1,5880	5	1,5982—1,6000	5	20	1
350—400	6,7	1,4450—1,4745	73	1,5035—1,5280	12	1,5380—1,5890	9	1,5988—1,6600	4	25	2
400—450	9,5	1,4505—1,4790	71	1,5020—1,5222	12	1,5380—1,5800	9	1,5982—1,6525	5	26	3
450—500	7,9	1,4521—1,4862	68	1,4920—1,5271	15	1,5358—1,5815	7	1,5935—1,6560	4	26	6

152. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С	Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Нефть месторождения Русский Хутор			Гашинская нефть		
350—400	42,4	40	350—420	19,0	44
400—450	46,5	50	420—500	16,0	56
450—490	42,0	57	Избербашская нефть		
Южносухокумская нефть			350—420	20,0	42
350—400	41,6	43	420—500	18,0	54
400—450	40,8	52			
450—500	31,6	59			

153. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нефть месторождения Русский Хутор										
200—250	0,7925	1,4445	180	8	15	23	77	0,18	0,35	0,53
250—300	0,8067	1,4523	213	10	13	23	77	0,25	0,45	0,70
300—350	0,8215	1,4605	255	11	12	23	77	0,31	0,47	0,78
350—400	0,8313	1,4668	290	10	15	25	75	0,36	0,62	0,98
400—450	0,8467	1,4730	320	11	19	30	70	0,43	0,87	1,30
450—490	0,8677	1,4835	413	11	19	30	70	0,54	1,23	1,77
Южносухокумская нефть										
200—250	0,7938	1,4450	175	9	17	26	74	0,19	0,39	0,58
250—300	0,8153	1,4560	210	10	20	30	70	0,24	0,54	0,78
300—350	0,8203	1,4595	245	10	15	25	75	0,25	0,53	0,78
350—400	0,8350	1,4658	260	10	23	33	67	0,29	0,77	1,06
400—450	0,8527	1,4750	360	11	19	30	70	0,44	0,97	1,41
450—500	0,8713	1,4868	400	13	13	26	74	0,64	1,11	1,75
Гашинская нефть										
200—250	0,8268	1,4630	175	17	28	45	55	0,36	0,63	0,99
250—300	0,8490	1,4750	212	18	29	47	53	0,46	0,80	1,26
300—350	0,8671	1,4850	260	18	26	44	56	0,57	0,95	1,52
350—400	0,8788	1,4893	282	18	29	47	53	0,58	1,24	1,82
400—450	0,8900	1,4936	330	15	31	46	54	0,60	1,62	2,22
450—500	0,9095	1,5078	410	19	25	44	56	0,98	1,72	2,70
Избербашская нефть										
200—250	0,8156	1,4535	166	10	38	48	52	0,19	0,80	0,99
250—300	0,8365	1,4660	198	13	34	47	53	0,31	0,86	1,17
300—350	0,8424	1,4694	240	12	29	41	59	0,34	0,89	1,23
350—400	0,8623	1,4804	280	14	26	40	60	0,48	1,06	1,54
400—450	0,8794	1,4917	320	17	23	40	60	0,69	1,13	1,82
450—500	0,9014	1,5035	400	19	22	41	59	0,92	1,53	2,45

154. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нефть месторождения Русский Хутор									
Фракция 350—460 °С	100,0	18,0	0,8470	1,4714	9,30	3,25	—	34	0,20
Фракция 350—460 °С после депарафинизации[1]	52,0	9,4	0,8876	1,4945	14,61	4,01	78	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	38,8	7,0	0,8447	1,4664	11,66	3,63	114	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	42,3	7,6	0,8499	1,4700	12,03	3,66	106	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	45,6	8,2	0,8584	1,4750	12,93	3,78	98	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	50,3	9,0	0,8742	1,4860	14,02	3,92	81	—19	0,29
Фракция 460—490 °С	100,0	6,4	0,8699	1,4839	26,28	5,89	—	47	0,26
Фракция 460—490 °С после депарафинизации[2]	63,0	4,0	0,8972	1,5008	42,61	7,79	82	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,6	2,9	0,8635	1,4748	26,27	6,32	104	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	50,8	3,2	0,8673	1,4780	28,36	6,48	101	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	54,8	3,5	0,8745	1,4833	30,29	6,70	98	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	59,7	3,8	0,8881	1,4949	34,08	7,21	93	—18	0,37
Южносухокумская нефть									
Фракция 350—450 °С	100,0	19,8	0,8435	1,4710	9,32	3,23	132	35	0,16
Фракция 350—450 °С после депарафинизации[3]	53,3	10,6	0,8807	1,4900	14,28	4,00	90	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	32,3	6,4	0,8449	1,4661	11,85	3,75	128	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	39,8	7,9	0,8522	1,4710	12,31	3,84	127	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	43,4	8,6	0,8580	1,4740	12,82	3,90	122	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	50,7	10,1	0,8740	1,4851	13,88	3,95	94,4	—21	0,23

[1] Получено 48,0% гача (считая на фракцию), или 8,6% (считая на нефть); температура плавления его 46 °С.

[2] Получено 37,0% гача (считая на фракцию), или 2,4% (считая на нефть); температура плавления его 57 °С.

[3] Получено 46,7% гача (считая на фракцию), или 7,2% (считая на нефть); температура плавления его 46 °С.

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Южносухокумская нефть									
Фракция 450—500 °С	100,0	8,8	0,9008	1,4854	26,08	6,47	119	46	0,17
Фракция 450—500 °С после депарафинизации*	60,6	5,3	0,8640	1,5010	48,78	8,65	71	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	36,0	3,1	0,8700	1,4753	32,89	7,36	107	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	46,1	4,0	0,8782	1,4795	35,67	7,61	100	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	53,7	4,7	0,8850	1,4895	42,12	8,10	83	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	56,6	4,9	0,8912	1,4945	44,62	8,31	78	—21	0,22

* Получено 39,4% гача (считая на фракцию), или 3,4% (считая на нефть); температура плавления его 56 °С.

155. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нефть месторождения Русский Хутор							
Фракция 350—460 °С	10	23	33	67	0,33	1,04	1,37
Фракция 350—460 °С после депарафинизации	16	26	42	58	0,68	1,30	1,98
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	1,50	1,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	33	35	65	0,13	1,43	1,56
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	6	31	37	63	0,28	1,42	1,70
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	13	26	39	61	0,50	1,35	1,85
Фракция 460—490 °С	11	20	31	69	0,51	1,34	1,85
Фракция 460—490 °С после депарафинизации	17	22	39	61	0,86	1,52	2,38
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	2,09	2,09
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	32	35	65	0,15	1,97	2,12

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нефть месторождения Русский Хутор							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	29	36	64	0,36	1,83	2,19
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	14	23	37	63	0,73	1,55	2,28
Южносухокумская нефть							
Фракция 350—450 °С	10	20	30	70	0,38	0,77	1,15
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	15	27	42	58	0,58	1,36	1,94
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	1,53	1,53
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	31	34	66	0,14	1,49	1,63
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	6	30	36	64	0,24	1,46	1,70
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	12	28	40	60	0,48	1,43	1,91
Фракция 450—500 °С	11	20	31	69	0,56	1,34	1,90
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	15	26	41	59	0,80	1,82	2,62
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	2,16	2,16
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	31	34	66	0,16	2,08	2,24
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	28	38	62	0,50	1,95	2,45
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	12	27	39	61	0,64	1,84	2,48

156. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*,	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на остаток	на нефть									
Нефть месторождения Русский Хутор											
Остаток выше 490 °С	100,0	14,2	0,9070	—	180,0	26,41	—	—	—	50	0,26
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	32,7	4,6	0,8933	1,4965	105,6	17,83	5,9	108	0,822	—18	—
Южносухокумская нефть											
Остаток выше 500 °С	100,0	18,4	0,9472	—	—	—	—	—	—	61	0,29
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,6	8,4	—	1,4774	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	24,4	4,5	0,8821	1,4909	110,9	17,14	6,5	96	0,806	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	42,5	7,8	0,8909	1,4980	137,6	20,74	6,4	105	0,815	—14	—

157. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов (I, II и III групп), выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Месторождения Русский Хутор	490	44,2	6,2	59
Южносухокумская	500	23,5	4,2	63

158. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Нефть месторождения Русский Хутор							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	13	17	30	70	0,61	2,71	3,32
Южносухокумская нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	14	14	28	72	1,05	1,57	2,62

159. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Нефть месторождения Русский Хутор										
350—460	18,0	0,8742	14,02	3,92	—	84	0,823	—19	50,3	9,0
460—490	6,4	0,8881	34,08	7,21	—	93	0,831	—18	59,7	3,8
Остаток выше 490	14,2	0,8933	105,6	17,83	5,9	108	0,822	—18	32,7	4,6
Южносухокумская нефть										
350—450	19,8	0,8740	13,88	3,95	—	94	0,822	—21	50,7	10,1
450—500	8,8	0,8850	42,12	8,10	—	83	0,822	—21	53,7	4,7
Остаток выше 500	18,4	0,8908	133,6	20,74	6,4	105	0,815	—14	42,5	7,8

160. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	$А+С_С$	$А+С_С-2,5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Месторождения Русский Хутор	0,20	2,80	17,3	43,25	3,00	—40,25
Южносухокумская	0,66	3,38	25,5	63,75	4,04	—59,69
Гашинская	1,30	11,30	15,5	38,75	12,60	—26,15
Избербашская	0,99	5,42	5,7	14,25	6,41	—7,84

Примечание. Из этих нефтей не могут быть получены битумы.

161. Шифр нефти согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Месторождения Русский Хутор	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Южносухокумская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Гашинская	I	$Т_2$	—	—	$П_3$
Избербашская	I	$Т_1$	—	—	$П_3$

162. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Русский Хутор в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до $С_4$)	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	3,6	4,5	0,6338	1,3700	—	—	—	—	—	—	—
3	60—88	3,5	8,0	0,7114	1,4000	—	—	—	—	—	—	0
4	88—100	3,0	11,0	0,7299	1,4092	97	—	—	—	—	—	—
5	100—120	2,8	13,8	0,7446	1,4168	—	—	—	—	—	—	—
6	120—130	3,2	17,0	0,7419	1,4162	—	—	—	—	—	—	0,003
7	130—143	3,3	20,3	0,7574	1,4259	125	0,90	—	—	—	—	—
8	143—160	3,2	23,5	0,7618	1,4284	—	0,99	—	—	—	32	—
9	160—180	3,4	26,9	0,7666	1,4308	—	1,21	—	—	—51	48	0,005
10	180—196	3,1	30,0	0,7728	1,4340	158	1,51	0,99	—	—46	58	—
11	196—217	3,4	33,4	0,7807	1,4382	—	1,90	1,21	—	—34	72	—
12	217—230	3,0	36,4	0,7884	1,4428	—	2,35	1,43	—	—29	84	0,013
13	230—244	3,4	39,8	0,7976	1,4478	186	2,77	1,65	0,95	—21	94	—
14	244—255	3,0	42,8	0,8068	1,4522	—	3,25	1,88	1,03	—16	102	—
15	255—273	3,1	45,9	0,8297	1,4638	—	3,90	2,15	1,14	—15	114	0,040
16	273—289	2,9	48,8	0,8173	1,4574	223	4,49	2,55	1,27	—4	128	—
17	289—303	2,8	51,6	0,8122	1,4552	—	5,29	2,83	1,43	3	138	—
18	303—314	2,9	54,5	0,8138	1,4560	—	6,32	3,09	1,59	9	144	0,092
19	314—332	3,5	58,0	0,8221	1,4612	238	7,85	3,68	1,78	15	150	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
20	332—350	3,4	61,4	0,8288	1,4636	—	—	4,42	2,24	21	162	—
21	350—378	3,1	64,5	0,8327	1,4668	—	—	5,20	2,36	27	170	—
22	378—398	2,9	67,4	0,8317	1,4658	—	—	6,26	2,53	32	182	—
23	398—408	3,0	70,4	0,8345	1,4668	283	—	7,74	2,99	35	193	—
24	408—420	2,9	73,3	0,8410	1,4693	—	—	9,12	3,20	39	200	0,190
25	420—436	2,9	76,2	0,8493	1,4742	—	—	11,70	3,75	42	208	—
26	436—460	3,2	79,4	0,8583	1,4776	—	—	16,33	4,70	46	228	—
27	460—474	3,0	82,4	0,8630	1,4815	—	—	—	5,20	47	257	—
28	474—490	3,1	85,5	0,8748	1,4844	410	—	—	6,50	48	260	—
29	Остаток	14,5	100,0	0,9070	—	—	—	—	26,41	50	267	0,260

163. Разгонка (ИТК) южносухокумской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,8	3,2	0,6380	1,3722	—	—	—	—	—	—	Следы
3	60—95	3,0	6,2	0,7130	1,4022	—		—	—	—	—	—
4	95—116	3,4	9,6	0,7348	1,4122	103	0,69	0	—	—	—15	—
5	116—136	3,1	12,7	0,7419	1,4175	—	0,79	—	—	<—60	11	—
6	136—152	2,7	15,4	0,7567	1,4258	—	0,88	—	—	То же	26	0,008
7	152—170	2,7	18,1	0,7596	1,4273	142	1,02	—	—	»	36	—
8	170—182	3,0	21,1	0,7683	1,4320	—	1,25	—	—	—59	49	—
9	182—202	3,5	24,6	0,7792	1,4375	—	1,78	1,19	—	—39	71	—
10	202—218	3,1	27,7	0,7889	1,4430	165	2,24	1,43	—	—29	78	0,009
11	218—230	2,3	30,0	0,7946	1,4470	—	2,68	1,70	—	—20	86	—
12	230—246	2,9	32,9	0,8000	1,4505	—	3,12	1,84	—	—15	92	—
13	246—260	3,5	36,4	0,8047	1,4530	—	3,58	2,10	—	—8	97	—
14	260—277	3,3	39,7	0,8228	1,4627	218	4,00	2,30	1,01	—4	104	0,040
15	277—300	3,2	42,9	0,8188	1,4595	—	4,56	2,45	1,26	0	125	—
16	300—312	2,9	45,8	0,8149	1,4575	—	5,86	2,88	1,44	6	143	0,043
17	312—326	3,0	48,8	0,8209	1,4606	—	7,96	3,48	1,66	14	150	—
18	326—343	3,0	51,8	0,8253	1,4642	260	—	4,13	1,86	20	160	—
19	343—360	3,2	55,0	0,8322	1,4672	—	—	4,78	2,13	24	163	0,062
20	360—374	3,0	58,0	0,8320	1,4665	—	—	6,03	2,38	30	167	—
21	374—390	2,7	60,7	0,8328	1,4675	282	—	7,19	2,64	33	173	—
22	390—408	3,0	63,7	0,8378	1,4688	—	—	8,71	3,04	37	182	0,09
23	408—424	2,9	66,6	0,8415	1,4717	—	—	10,21	3,19	41	190	—
24	424—436	2,9	69,5	0,8537	1,4778	320	—	12,86	3,70	44	198	—
25	436—448	3,0	72,5	0,8612	1,4785	—	—	17,15	4,49	45	215	0,11
26	448—468	2,9	75,4	0,8700	1,4848	—	—	22,38	5,26	47	222	—
27	468—484	2,9	78,3	0,8717	1,4868	400	—	28,27	5,76	49	228	0,14
28	Остаток	21,7	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

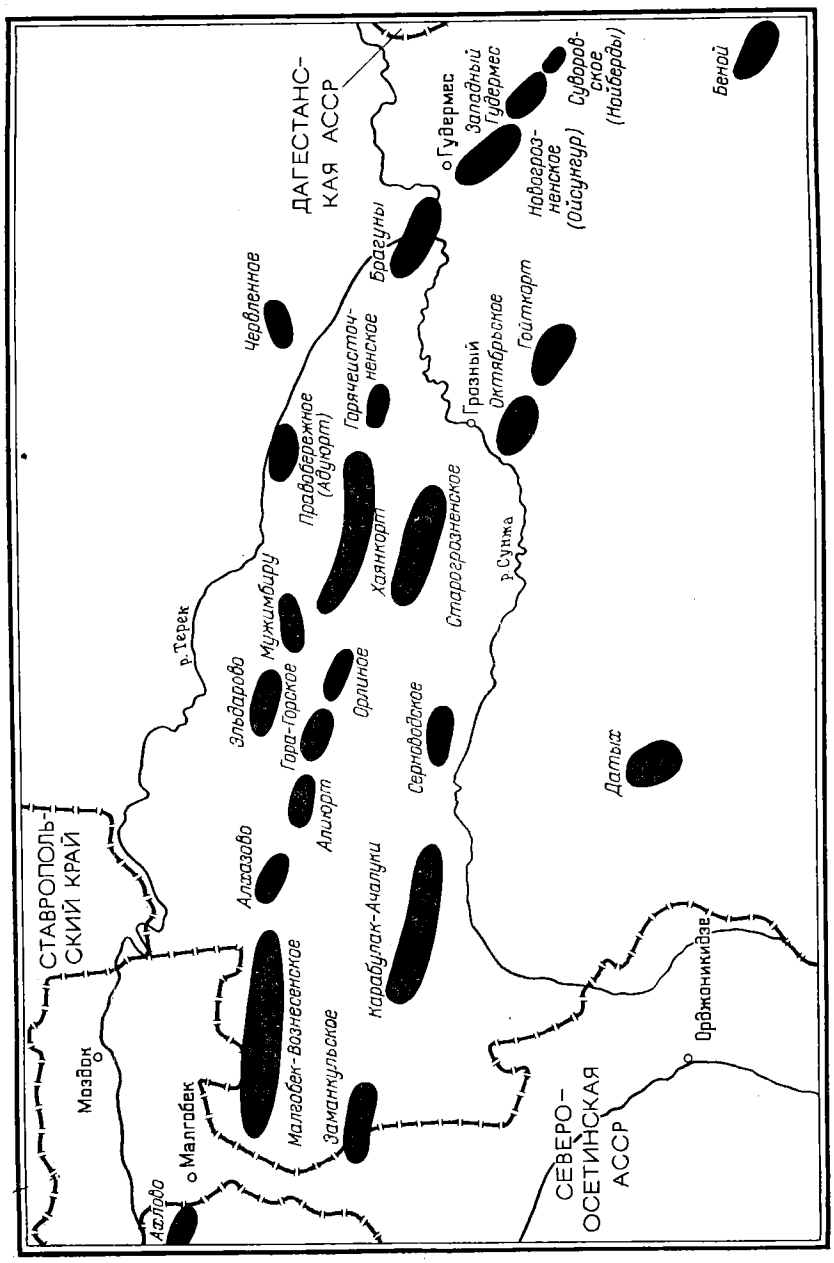

Рис. 3. Схема размещения нефтяных месторождений Чечено-Ингушской АССР.

Нефтяные месторождения Чечено-Ингушской АССР — одного из старейших нефтяных районов СССР — располагаются на территории Восточного Предкавказья. Долгое время нефть добывалась из месторождений, нефтеносность которых была связана с караган-чокракскими отложениями. Сейчас месторождения почти полностью выработаны и добыча нефти производится из мезозойских отложений. Высокая продуктивность отложений была установлена в 1956 г. получением притока нефти из верхнего мела на месторождении Карабулак.

Нефтяные месторождения Чечено-Ингушской АССР связаны с западной частью Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна, южная и юго-восточная части которого представлены северным склоном Большого Кавказа и его передовыми хребтами. В восточной части северного склона Большого Кавказа выделяется несколько полос складчатости — полоса раннемезозойской-лейасовой, среднеюрско-меловой и третичной складчатости. К последней полосе приурочены почти все известные месторождения нефти и газа, входящие в состав Терско-Сунженской и Дагестанской нефтегазоносных областей.

Терско-Сунженская область характеризуется развитием линейно вытянутых антиклинальных зон — Терской, Сунженской, Черногорской, Притеречной, Затеречной и разделяющих их синклинальных прогибов — Сунженского, Алханчуртского, Притеречного. Перечисленные тектонические зоны четко выделяются как по кайнозойским, так и по мезозойским отложениям. Они осложнены рядом локальных складов, к которым приурочены все нефтяные месторождения Чечено-Ингушской АССР. В пределах Терской нефтеносной области известны следующие нефтяные месторождения: Суворовское (Нойберды), Новогрозненское (Ойсунгур), Гудермесское, Западно-Гудермесское, Брагунское, Горячеисточникское, Хаянкортское, Правобережное (Адуюрт), Гора Орлиная, Мужим-Биру, Горагорское, Эльдаровское, Алиюртское и месторождения Малгобек-Вознесенского района (Малгобекское, Борису, Ахловское и др.). Наиболее крупным по запасам нефти является Малгобекское месторождение. В пределах Сунженской нефтеносной зоны известны месторождения Гойткортское, Октябрьское, Старогрозненское, Серноводское, Карабулак-Ачалукское, Заманкульское и др. Притоки нефти на указанных месторождениях получены в основном из верхнемеловых и нижнемеловых отложений. Однако на Заманкульском месторождении в 1964 г. впервые в Чечено-Ингушетии была установлена промышленная нефтеносность верхнеюрских отложений. На месторождении Гойт-Корт эксплуатируются чокракские отложения.

Нефти Чечено-Ингушетии — легкие, малосернистые, с низкой кислотностью; бо́льшая часть их относится к высокопарафинистым (6,5—9,6% парафина).

Нефти месторождений Хаян-Корт, Гора Орлиная, Брагуны — парафинистые (парафина 4—6%).

Рассматриваемые нефти в основном малосмолистые (суммарно асфальтенов и смолистых веществ 1,92—4,64%). Бо́льшим содержанием асфальтенов и смолистых веществ (6,28—7,71%) характеризуются малгобекская, заманкульская (верхнемеловая) и гойткортская нефти. К высокосмолистым нефтям следует отнести ахловскую (12,34% асфальтенов и смолистых веществ, коксуемость 3,71%).

Содержание в нефтях светлых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 30,6—39,2%, выкипающих до 350 °С — от 56,7 до 72,3%. Более тяжелой является ахловская нефть, содержащая указанные фракции в количестве соответственно 24,2 и 48,4%.

По углеводородному составу нефти относятся к парафино-нафтеновым (в бензиновых фракциях, выкипающих в пределах 60—200 °С, парафиновых углеводородов 45—66, в керосиновых 47—67%). Содержание ароматических углеводородов колеблется в пределах 7—20% (бензиновые фракции) и 11—22% (керосиновые фракции). Фракции ахловской нефти, выкипающие до 200 °С, содержат меньшее количество парафиновых и ароматических углеводородов.

Бензиновые фракции (28—200 °С) всех нефтей характеризуются низкими октановыми числами (38—47,6 без ТЭС).

При переработке чечено-ингушских нефтей могут быть получены: реактивное топливо ТС-1 с высокой теплотой сгорания (10 320—10 350 *ккал/кг*), осветительный керосин с хорошими фотометрическими свойствами (высота некоптящего пламени 22 *мм* и выше); дизельное топливо летнее с низкой температурой застывания или компонент специального дизельного топлива; дизельные топлива с высокими цетановыми числами (53—60 пунктов). Как бензиновые, так лигроино-керосиновые и дизельные фракции нефтей отличаются малым содержанием серы и низкой кислотностью.

Дистиллятные базовые масла, полученные в результате адсорбционного разделения депарафинированных фракций на силикагеле, имеют индекс вязкости 84—102 (дистиллят 350—450 °С) и 70—98 (дистиллят 450—500 °С). Остаточные базовые масла характеризуются индексом вязкости 77—98.

164. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Система, отдел, горизонт, свита, ярус, подъярус	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания (с обработкой), °C	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.* при 38 °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.* при 50 °C
Ахловская	Верхнемеловой отдел	3124—3118	799	0,8622	—	21,36	6,74	7	< —35	—	—
Малгобекская	То же	3235—2683	873	0,8283	170	5,24	2,55	—2	То же	—	—
Малгобекская	»	—	Смесь	0,8463	175	7,66	3,57	3	—22	—	—
Малгобекская	IV горизонт аптского яруса	3273—3250	827	0,8209	—	3,86	1,11	—10	—23	—	—
Алиюртская	Нижнемеловой отдел	3454—3433	123	0,8232	159	5,37	1,27	—6	—15	200	315
Алиюртская	Верхнемеловой отдел	2852—2805	100	0,8370	—	6,38	3,26	3	—17	—	—
Эльдаровская	То же	—	Смесь	0,8166	151	3,40	2,00	—13	< —30	—	—
Месторождения Гора Орлиная	Верхнемеловой отдел и фораминиферовая свита	3250—3175	503	0,8184	—	3,48	1,92	—2	То же	—	—
Хаянкортская	Нижнемеловой отдел	3805—3797	43	0,7980	162	3,12	1,69	—5	»	320	453
Хаянкортская	Верхнемеловой отдел	—	7	0,8112	—	3,40	1,89	< —16	»	—	—
Старогрозненская	То же	3900—3806	641	0,8247	—	5,32	2,72	—9	<—15	—	—
Брагунская	»	4700—4160	34	0,8233	172	3,88	2,19	—16	<—20	—	—
Заманкульская	»	—	Смесь	0,8400	—	8,03	3,74	8	<—30	—	—
Заманкульская	Юрская система	3977—3975	46	0,8349	220	6,06	2,50	—1	—24	—	74
Карабулак-ачалукская	Верхнемеловой отдел	—	Смесь	0,8220	180	4,78	2,22	1	—30	—	—
Карабулак-ачалукская	Майкопская свита	1729—1671	50	0,8337	—	15,20	3,23	9	—10	—	—
Карабулак-ачалукская	Нижнемеловой отдел	2437—2416	39	0,8210	—	6,27	2,03	—1	<—30	—	—
Серноводская	Верхнемеловой отдел	2920—2916	12	0,8220	197	4,25	2,31	—3	<—35	117	155
Октябрьская	То же	4262—4221	206	0,8170	186	4,29	2,24	—4	—13	—	96
Бенойская	»	2288—2263	40	0,8160	175	20,05	2,69	3	—31	123	217
Гойткортская	Чокракский подъярус	3659—3639	20	0,8404	—	19,95	4,64	18	—21	—	—

Продолжение табл. 164

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Ахловская	8,3	59	0,34	—	32	8,3	4,04	3,71	0,030	0,06	24,2	48,4
Малгобекская верхнемеловая (скважина № 873)	6,5	58	0,14	0,034	11,5	2,46	0,46	1,03	0,013	0,04	33,1	64,9
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	7,0	52	0,20	0,129	16	5,06	1,35	2,21	0,014	0,10	30,9	59,5
Малгобекская нижнемеловая	7,0	50	0,12	0,067	8	3,2	0,30	0,80	0,004	0,07	37,5	67,9
Алиюртская нижнемеловая	6,0	51	0,07	0,060	5	3,2	0,30	0,98	0,006	0,10	34,1	66,6
Алиюртская верхнемеловая	8,1	51	0,18	0,090	15	3,73	0,91	1,90	0,019	0,10	30,6	56,7
Эльдаровская	7,0	51	0,13	0,007	8	3,42	0,54	0,80	0,025	0,07	36,9	67,8
Месторождения Гора Орлиная	4,2	52	0,16	0,060	7	2,41	0,23	0,50	0,041	0,07	38,6	70,0
Хаянкортская нижнемеловая	4,0	58	0,10	0,023	8	2,50	0,14	0,12	0,066	0,05	39,2	70,7
Хаянкортская верхнемеловая	5,3	53	0,08	0,048	5	1,46	0,44	0,44	—	0,06	40,4	72,3
Старогрозненская	9,6	53	0,13	0,040	8,5	3,27	0,58	1,02	0,116	0,10	34,8	66,0
Брагунская	5,4	57	0,10	0,045	5	1,78	0,26	0,91	0,003	0,05	33,5	67,9
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	7,6	52	0,20	0,062	20	4,87	2,84	2,90	—	0,06	30,5	57,2
Заманкульская юрская	8,7	52	0,13	0,054	7	1,62	0,25	0,65	0,037	0,09	30,5	68,5
Карабулак-ачалукская (смесь)	9,6	53	0,15	—	11	3,40	0,48	0,96	—	0,12	34,2	53,3
Карабулак-ачалукская майкопская	7,6	52	0,13	—	14	4,06	0,21	2,01	0,046	0,10	28,3	53,3
Карабулак-ачалукская нижнемеловая	9,7	52	0,20	—	8	3,01	0,14	0,92	—	0,07	33,6	64,8
Серноводская	6,9	51	0,12	0,061	8	2,17	0,36	0,75	0,025	0,10	33,9	67,0
Октябрьская	6,6	52	0,07	0,036	2,5	3,72	0,23	0,43	0,022	0,08	30,2	66,5
Бенойская	13,6	54	0,17	0,080	7	1,04	0,07	0,13	0,010	0,05	27,4	62,7
Гойткортская	8,1	51	0,13	0,010	12	4,50	1,78	1,91	0,024	0,05	20,8	48,7

165. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	Н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С												
		100	120	140	150	160	180	200	220	240	250	260	280	300
Ахловская	64	5	9	13	15	17	21	24	27	31	33	34	38	42
Малгобекская верхнемеловая (скважина № 873)	73	3	6	12	16	19	25	30	35	42	44	47	51	56
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	72	3	8	14	17	20	25	29	34	39	41	44	48	53
Малгобекская нижнемеловая	66	8	15	22	25	28	33	37	42	47	50	52	56	60
Алиюртская нижнемеловая	67	5	11	18	22	25	30	36	41	44	47	50	55	60
Алиюртская верхнемеловая	48	7	12	19	22	26	29	35	39	42	45	47	51	55
Эльдаровская	52	10	17	23	26	29	34	40	44	46	49	51	57	61
Месторождения Гора Орлиная	69	5	11	18	24	25	32	38	43	48	50	54	59	64
Хаянкортская нижнемеловая	40	14	21	28	31	34	38	43	48	53	55	57	61	65
Хаянкортская верхнемеловая	56	9	17	23	28	33	37	43	48	53	54	56	60	65
Старогрозненская	59	7	13	18	21	24	29	35	40	45	47	50	55	58
Брагунская	76	3	7	14	18	22	29	33	39	45	47	51	55	60
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	65	5	10	16	19	21	25	30	35	39	42	44	49	54
Заманкульская юрская	73	3	4	8	12	16	23	30	36	42	44	47	54	60
Карабулак-ачалукская верхнемеловая	51	9	16	23	26	28	33	37	40	45	46	52	56	58
Карабулак-ачалукская майкопская	45	11	15	20	22	24	28	33	35	38	39	41	47	52
Карабулак-ачалукская нижнемеловая	50	10	15	22	25	27	32	37	41	45	47	49	54	59
Серноводская	60	4	10	17	21	23	31	35	40	44	46	49	54	59
Октябрьская	76	3	5	12	15	20	25	33	39	44	46	49	55	61
Бенойская	64	3	8	14	17	18	23	27	31	36	39	41	46	52
Гойткортская	46	5	8	12	13	15	18	22	25	29	31	34	39	45

166. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Ахловская	—	21,36	11,97	8,61	6,74
Малгобекская верхнемеловая (скважина № 873)	7,35	5,24	3,97	3,18	2,55
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	12,61	7,66	5,95	4,38	3,57
Малгобекская нижнемеловая	5,50	3,86	3,11	2,58	2,12
Алиюртская нижнемеловая	8,05	5,37	3,23	2,80	1,27
Алиюртская верхнемеловая	9,21	6,38	4,81	3,89	3,26
Эльдаровская	4,40	3,40	2,77	2,40	2,00
Месторождения Гора Орлиная	5,25	3,48	2,75	2,26	1,92
Хаянкортская нижнемеловая	13,46	3,12	2,50	1,98	1,69
Хаянкортская верхнемеловая	4,89	3,40	2,75	2,24	1,89
Старогрозненская	6,78	5,32	3,56	2,83	2,72
Брагунская	5,18	3,88	3,05	2,60	2,19
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	—	8,03	5,61	4,30	3,74
Заманкульская юрская	17,05	6,03	4,29	3,06	2,50
Карабулак-ачалукская верхнемеловая	9,95	4,78	3,36	2,88	2,22
Карабулак-ачалукская майкопская	—	15,20	7,88	3,96	3,23
Карабулак-ачалукская нижнемеловая	12,05	6,27	3,66	2,78	2,03
Серноводская	6,00	4,25	3,27	2,75	2,31
Октябрьская	—	4,29	3,20	2,65	2,24
Бенойская	—	20,05	4,83	3,56	2,69
Гойткортская	—	19,95	7,50	5,77	4,64

167. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Ахловская	—	3,12	2,04	1,73	1,55
Малгобекская верхнемеловая (скважина № 873)	1,60	1,41	1,29	1,21	1,15
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	2,11	1,64	1,47	1,33	1,25
Малгобекская нижнемеловая	1,43	1,27	1,21	1,16	1,11
Алиюртская нижнемеловая	1,68	1,42	1,21	1,18	1,03
Алиюртская верхнемеловая	1,78	1,52	1,37	1,28	1,21
Эльдаровская	1,33	1,23	1,18	1,14	1,10
Месторождения Гора Орлиная	1,42	1,24	1,18	1,13	1,09
Хаянкортская нижнемеловая	2,20	1,21	1,15	1,10	1,07
Хаянкортская верхнемеловая	1,38	1,23	1,18	1,12	1,09
Старогрозненская	1,56	1,42	1,24	1,18	1,17
Брагунская	1,41	1,28	1,20	1,16	1,12
Заманкульская верхнемеловая	—	1,67	1,44	1,32	1,26
Заманкульская юрская	2,60	1,49	1,32	1,21	1,15
Карабулак-ачалукская верхнемеловая	1,85	1,37	1,23	1,19	1,12
Карабулак-ачалукская	—	2,39	1,66	1,29	1,21
Карабулак-ачалукская нижнемеловая	2,05	1,51	1,26	1,18	1,10
Серноводская	1,48	1,31	1,22	1,17	1,13
Октябрьская	—	1,32	1,21	1,17	1,12
Бенойская	—	2,95	1,37	1,25	1,17
Гойткортская	—	2,95	1,62	1,46	1,35

168. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Ахловская	0,8691	0,8622	0,8553	0,8484	0,8408
Малгобекская верхнемеловая (скважина № 873)	0,8369	0,8283	0,8221	0,8169	0,8102
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	0,8538	0,8469	0,8369	0,8321	0,8252
Малгобекская нижнемеловая	0,8283	0,8209	0,8135	0,8061	0,7987
Алиюртская нижнемеловая	0,8319	0,8232	0,8172	0,8099	0,8031
Алиюртская верхнемеловая	0,8442	0,8370	0,8298	0,8224	0,8150
Эльдаровская	0,8211	0,8166	0,8090	0,8016	0,7940
Месторождения Гора Орлиная	0,8259	0,8184	0,8109	0,8034	0,7958
Хаянкортская нижнемеловая	0,8058	0,7980	0,7920	0,7848	0,7779
Хаянкортская верхнемеловая	0,8187	0,8112	0,8035	0,7959	0,7883
Старогрозненская	0,8321	0,8247	0,8183	0,8109	0,8025
Брагунская	0,8307	0,8233	0,8127	0,8052	0,7990
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	0,8471	0,8400	0,8329	0,8258	0,8187
Заманкульская юрская	0,8143	0,8349	0,8293	0,8217	0,8145
Карабулак-ачалукская верхнемеловая	0,8285	0,8220	0,8155	0,8085	0,8012
Карабулак-ачалукская майкопская	0,8410	0,8337	0,8260	0,8181	0,8102
Карабулак-ачалукская нижнемеловая	0,8284	0,8210	0,8136	0,8061	0,7985
Серноводская	0,8296	0,8220	0,8146	0,8072	0,7998
Октябрьская	0,8245	0,8170	0,8100	0,8023	0,7947
Бенойская	0,8235	0,8160	0,8127	0,8052	0,7978
Гойткортская	0,8470	0,8404	0,8333	0,8262	0,8195

169. Состав золы нефтей (вес. %, считая на нефть)

Элементы	Малгобекская верхнемеловая (смесь)	Алиюртская верхнемеловая	Заманкульская юрская	Октябрьская
Na	$1,0 \cdot 10^{-3}$	—	—	—
Ka	$5,6 \cdot 10^{-4}$	—	—	—
Cu	—	—	$6,0 \cdot 10^{-6}$	$6,0 \cdot 10^{-5}$
Mg	—	—	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$
Ca	—	—	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$8,7 \cdot 10^{-4}$
Ba	—	—	$6,0 \cdot 10^{-5}$	$7,0 \cdot 10^{-5}$
Ti	—	—	$3,0 \cdot 10^{-5}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$
V	$3,8 \cdot 10^{-5}$	$7,6 \cdot 10^{-5}$	—	$2,0\ 10^{-6}$
Mn	—	—	$4,0 \cdot 10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Fe	—	—	$7,2 \cdot 10^{-4}$	$3,0 \cdot 10^{-5}$
Ni	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

170. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Ахловская нефть								
До C_4	0,49	—	12,3	22,4	20,4	44,9	—	—
До C_5	1,22	—	4,9	9,8	8,2	16,4	24,6	36,1
Малгобекская верхнемеловая нефть (скв. № 873)								
До C_4	1,03	—	4,8	13,6	16,5	65,1	—	—
До C_5	3,73	—	1,3	3,8	4,6	17,9	25,8	46,6
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)								
До C_4	0,5	—	20	20	20	40	—	—
До C_5	1,3	—	7,7	7,7	7,7	15,4	15,4	46,1
Алиюртская нижнемеловая нефть								
До C_4	0,26	3,84	11,55	26,91	19,30	38,40	—	—
До C_5	0,84	1,19	3,57	8,33	5,96	11,90	25,00	44,05
Эльдаровская нефть								
До C_4	1,74	—	—	15,0	18,3	66,7	—	—
До C_5	4,96	—	—	5,2	6,4	23,4	27,8	37,2
Нефть месторождения Гора Орлиная								
До C_4	0,6	—	20	20	20	40	—	—
До C_5	1,1	—	9,1	9,1	9,1	18,1	27,3	27,3
Хаянкортская нижнемеловая нефть								
До C_4	0,2	—	5,3	10,5	21,0	63,2	—	—
До C_5	1,6	—	0,6	1,2	2,4	7,3	33,9	54,6
Хаянкортская верхнемеловая нефть								
До C_4	0,8	—	12,5	25,0	12,5	50,0	—	—
До C_5	1,8	—	5,5	11,1	5,5	22,2	16,8	38,9
Старогрозненская нефть								
До C_4	0,9	—	11,1	33,3	22,2	33,4	—	—
До C_5	2,3	—	4,3	13,1	8,7	13,1	21,7	39,1
Брагунская нефть								
До C_4	0,7	—	20	20	20	40	—	—
До C_5	1,6	—	4,4	4,4	4,4	8,8	36,7	41,3
Заманкульская верхнемеловая нефть								
До C_4	1,2	—	8,3	16,8	33,3	41,6	—	—
До C_5	1,9	—	5,3	10,6	21,0	26,3	15,8	21,0
Заманкульская юрская нефть								
До C_4	0,2	—	6,6	26,7	20,0	46,7	—	—
До C_5	0,7	—	1,3	5,5	4,2	9,6	24,6	54,8
Карабулак-ачалукская верхнемеловая нефть								
До C_4	0,9	—	—	11,1	33,3	55,6	—	—
До C_5	2,2	—	—	4,5	13,6	22,7	18,2	41,0

Фракции	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Карабулак-ачалукская майкопская нефть								
До C_4	1,2	—	8,3	16,7	25,0	50,0	—	—
До C_5	2,4	—	4,2	8,4	12,5	25,0	16,7	33,2
Карабулак-ачалукская нефть нижнемеловая								
До C_4	1,1	—	9,0	9,0	36,0	46,0	—	—
До C_5	1,6	—	6,2	6,3	25,0	31,2	12,5	18,8
Серноводская нефть								
До C_4	0,5	—	—	11,1	15,5	73,4	—	—
До C_5	1,8	—	—	2,8	4,0	18,6	28,2	46,4
Октябрьская нефть								
До C_4	0,2	4,17	12,50	20,83	20,83	41,67	—	—
До C_5	0,6	1,82	5,45	9,10	9,10	18,19	18,19	38,15
Беноийская нефть								
До C_4	0,4	2,3	7,0	23,3	20,9	46,5	—	—
До C_5	1,2	0,8	2,5	8,3	7,5	16,7	28,4	35,8
Гойткортская нефть								
До C_4	0,5	—	Следы	20	38	42	—	—
До C_5	1,6	—	»	6,5	12,5	19,0	25,0	37,0

171. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Ахловская	Малгобекская верхнемеловая (скв. № 873)	Малгобекская верхнемеловая (смесь)	Малгобекская нижнемеловая	Алиюртская нижнемеловая	Алиюртская верхнемеловая	Эльдаровская	Нефть месторождения Горе Орлиная	Хаянкортская нижнемеловая	Хаянкортская верхнемеловая
28 (газ до C_4)	0,7	1,0	0,5	0,6	0,3	—	1,7	0,6	0,2	0,8
60	3,6	2,0	1,9	4,6	3,2	3,7	5,8	3,5	7,0	2,9
62	4,0	2,4	2,5	4,8	3,5	3,9	6,3	4,2	7,7	3,3
70	4,6	3,9	4,1	7,1	4,8	5,0	8,1	5,2	8,4	4,7
80	5,3	4,7	4,5	8,3	5,6	5,9	8,9	6,5	9,7	6,7
85	5,8	5,0	5,1	9,0	6,0	6,5	9,6	7,5	10,2	7,7
90	6,8	5,5	6,9	9,8	6,6	6,9	10,7	8,7	11,1	9,0
95	7,6	6,5	7,3	11,0	7,8	8,5	12,1	9,6	12,7	10,0
100	8,6	8,1	8,5	13,8	10,0	10,0	13,5	10,5	13,7	11,0
105	9,3	9,3	10,4	15,6	11,3	10,8	14,8	11,7	15,2	12,5
110	11,0	10,1	10,8	16,2	12,0	11,9	15,8	13,5	16,4	14,4
120	11,2	12,3	12,6	19,3	14,1	13,8	18,5	15,8	20,2	18,4
122	11,8	12,8	13,2	19,8	14,8	14,5	19,0	16,6	20,6	18,8
130	13,3	15,1	15,3	21,1	17,0	16,2	21,3	19,3	21,9	21,7
140	15,1	17,7	17,9	24,0	18,8	18,5	23,4	22,5	24,7	23,9
145	15,8	19,3	18,9	25,0	20,3	19,3	24,5	23,8	25,3	25,8
150	16,5	20,9	19,9	26,2	22,1	20,4	25,6	25,6	27,2	27,8

Отгоняется до температуры, °С	Ахловская	Малгобекская верхнемеловая (скв. № 873)	Малгобекская верхнемеловая (смесь)	Малгобекская нижнемеловая	Алиюртская нижнемеловая	Алиюртская верхнемеловая	Эльдаровская	Нефть месторождения Гора Орлин я	Хаянкортская нижнемеловая	Хаянкортская верхнемеловая
160	18,1	24,0	21,6	28,8	25,0	21,8	28,0	28,5	29,7	30,8
170	19,8	27,0	24,8	31,1	27,8	24,3	30,2	31,2	32,2	33,7
180	21,5	29,3	26,0	33,6	30,1	25,8	32,4	34,0	34,5	36,4
190	23,0	31,5	28,0	35,1	32,0	28,0	34,8	36,3	36,7	38,7
200	24,2	33,1	30,9	37,5	34,1	30,6	36,9	38,6	39,2	40,4
210	25,8	35,0	31,3	39,2	36,5	32,3	39,3	41,0	41,6	42,7
220	27,2	37,6	32,0	41,6	39,0	32,5	41,5	43,2	44,2	44,7
230	28,8	39,4	34,7	43,4	41,3	35,4	43,7	46,0	46,4	47,6
240	30,4	42,1	36,8	45,9	43,5	36,5	45,5	47,5	48,5	49,7
250	32,2	44,6	38,0	47,8	45,6	36,9	47,7	50,0	50,2	52,2
260	33,2	45,6	42,6	49,5	47,3	37,5	49,6	52,0	52,7	54,7
270	34,5	47,8	44,9	50,8	49,5	38,5	51,4	54,2	54,7	57,3
280	36,0	50,1	47,2	52,5	51,6	40,0	53,3	56,5	56,7	59,2
290	37,8	52,3	48,9	55,5	53,5	42,6	55,2	58,4	58,7	61,7
300	39,6	54,3	50,6	57,5	55,4	45,0	57,2	60,6	61,2	63,8
310	41,4	57,1	52,3	59,5	57,8	47,5	59,2	63,7	63,2	65,6
320	42,9	59,5	53,0	61,7	60,6	50,0	61,2	65,8	65,2	67,1
330	45,0	61,1	54,2	64,5	62,6	52,3	63,5	67,3	67,2	68,7
340	46,7	63,1	56,3	66,5	64,3	54,5	65,7	68,7	68,7	70,6
350	48,4	64,9	59,5	67,9	66,6	56,7	67,8	70,0	70,7	72,3
360	50,0	65,5	62,8	69,5	67,6	58,0	68,7	71,5	71,7	74,3
370	51,5	67,5	63,7	70,5	68,7	59,0	69,5	73,3	73,2	76,3
380	52,5	68,5	64,7	71,5	69,8	61,0	70,8	74,6	74,2	77,9
390	53,6	70,0	65,2	72,5	71,6	62,4	72,3	75,9	75,7	80,3
400	54,4	72,3	65,8	74,7	73,6	64,5	73,5	77,5	77,2	81,8
410	56,0	74,5	66,4	76,0	75,3	65,8	75,3	80,0	78,2	83,7
420	57,5	76,0	67,2	77,0	77,1	67,2	76,9	81,0	80,2	85,0
430	59,2	78,0	68,7	79,0	78,1	68,4	78,4	82,5	81,2	86,3
440	61,0	79,5	70,5	80,5	79,3	69,7	79,7	84,0	82,2	87,3
450	62,8	80,1	72,4	81,6	81,0	71,0	81,2	85,2	83,8	88,5
460	65,0	83,0	73,0	83,5	83,1	72,7	82,8	86,0	84,7	89,2
470	67,5	84,0	74,0	85,4	84,8	74,7	84,4	86,9	85,7	89,8
480	69,0	86,2	74,7	86,0	86,3	76,7	86,1	87,8	87,2	90,7
490	71,0	87,3	75,8	88,0	87,8	78,7	87,7	89,0	88,0	91,3
500	72,7	—	76,8	89,0	89,5	80,8	89,4	91,3	89,4	91,9

Продолжение табл. 171

Отгоняется до температуры, °С	Старогрозненская	Брагунская	Заманчульская верхнемеловая (смесь)	Заманчульская юрская	Карабулак-ачалукская верхнемеловая	Карабулак-ачалукская майкопская	Карабулак-ачалукская нижнемеловая	Серноводская	Октябрьская	Беноевская	Гойтмортская
28 (газ до C_4)	1,0	0,7	1,2	0,2	0,9	1,2	1,1	0,5	0,2	0,4	0,5
60	4,5	—	3,5	1,8	5,8	3,8	4,2	3,0	0,9	3,0	2,7
62	4,8	2,9	4,2	2,0	6,3	4,3	4,8	3,4	1,1	3,4	2,5
70	6,2	4,3	5,4	2,4	7,7	5,0	6,2	4,0	1,5	4,2	3,5

Отгоняется до температуры, °С	Старогроз-ненская	Брагунская	Заманкульская верхнемеловая (смесь)	Заманкуль-ская юрская	Карабулак-ачалукская верхнемеловая	Карабулак-ачалукская майкопская	Карабулак-ачалукская нижнемеловая	Серноводская	Октябрьская	Бенойская	Гойткортская
80	7,7	5,1	6,9	3,1	9,6	6,2	7,3	4,7	2,2	4,7	4,4
85	8,4	5,6	7,3	3,4	10,3	6,5	7,9	5,5	2,6	5,1	5,0
90	9,3	6,3	8,0	3,9	11,5	7,7	9,3	6,3	3,0	5,6	5,4
95	10,2	6,7	8,8	4,9	12,6	8,8	10,3	8,0	3,2	6,8	5,7
100	11,3	8,2	10,8	6,5	13,5	10,0	11,5	10,3	4,0	8,1	6,2
105	12,3	9,7	11,5	7,2	14,4	10,8	12,1	11,1	5,0	9,3	6,7
110	13,2	10,7	12,1	8,5	15,5	11,7	13,8	11,8	5,5	9,8	7,5
120	15,4	12,7	14,0	9,6	17,0	13,5	15,9	14,2	10,0	11,6	9,2
122	15,7	13,2	14,5	10,0	17,3	14,0	16,7	14,8	10,5	12,0	9,6
130	17,8	15,2	17,3	12,1	19,6	15,6	19,7	16,7	12,6	12,9	11,6
140	20,8	18,2	18,2	15,1	21,7	17,9	21,1	19,4	15,2	15,7	12,0
145	22,0	19,6	19,0	16,5	23,2	19,0	22,3	20,8	16,5	16,7	12,5
150	23,3	21,0	20,4	18,0	24,2	19,7	23,1	22,3	17,5	18,0	13,5
160	26,0	23,7	22,7	20,0	26,3	21,7	25,6	25,3	20,0	19,9	15,1
170	28,7	26,4	24,5	22,3	28,3	23,7	27,7	27,8	22,5	21,9	16,0
180	30,8	29,2	26,4	24,3	30,3	25,0	29,8	29,8	25,5	23,8	18,1
190	33,2	31,5	28,5	27,0	32,4	26,7	31,7	31,8	27,5	25,4	19,6
200	34,8	33,5	30,5	30,5	34,2	28,3	33,6	33,9	30,2	27,4	20,8
210	37,0	35,7	33,5	33,5	36,7	30,3	35,0	36,1	32,2	29,3	21,8
220	38,5	38,4	36,5	35,5	38,7	31,8	37,5	38,6	35,4	31,6	23,5
230	40,7	41,0	37,5	38,8	41,3	34,3	39,7	41,0	37,5	33,8	25,3
240	42,5	43,7	38,6	41,9	43,3	35,8	42,0	43,5	40,0	35,8	27,0
250	45,0	46,2	40,8	44,5	45,0	37,9	43,8	45,8	42,5	37,9	29,0
260	47,6	48,2	41,8	47,5	47,3	39,5	46,2	47,6	44,5	40,4	31,5
270	49,3	50,0	43,0	49,7	49,0	41,3	49,3	49,5	47,0	42,5	33,7
280	51,2	53,0	44,3	53,0	50,8	42,6	51,9	51,8	50,0	45,0	35,7
290	53,4	55,2	45,7	55,5	52,4	44,6	55,0	53,8	52,5	47,4	38,3
300	55,1	57,0	47,1	56,5	53,7	46,0	57,3	56,0	55,0	49,9	40,2
310	57,8	59,0	48,8	59,0	56,5	47,8	58,7	58,2	58,0	52,5	41,8
320	60,0	61,7	51,0	61,0	58,8	49,0	60,1	60,0	60,5	55,1	43,5
330	62,0	64,2	53,3	62,5	60,4	50,7	61,8	62,5	63,0	57,9	45,4
340	64,0	66,4	55,2	66,0	61,8	52,2	63,7	64,8	65,0	60,4	47,4
350	66,0	67,9	57,2	68,5	63,2	53,3	64,8	67,0	66,5	62,7	48,7
360	67,4	69,1	58,5	70,5	65,7	55,0	66,6	67,7	67,0	63,9	50,0
370	69,5	70,0	60,0	72,0	67,7	56,7	68,0	68,5	67,5	64,9	51,7
380	70,4	71,0	61,4	73,0	69,3	58,5	69,4	69,5	68,0	66,4	53,2
390	72,3	74,1	62,8	73,7	71,0	59,7	70,8	70,2	70,0	67,9	54,7
400	73,5	76,2	64,2	75,0	72,3	61,6	72,1	71,9	73,0	69,9	56,4
410	74,7	78,0	65,7	77,5	73,7	63,7	73,8	74,4	76,5	72,9	59,3
420	75,6	80,0	67,3	79,5	74,8	65,5	75,4	76,9	78,5	75,7	61,4
430	77,8	81,4	68,7	81,5	76,7	67,5	76,7	78,9	80,0	77,9	63,3
440	79,6	82,7	70,3	83,0	78,4	69,3	77,9	81,3	81,5	79,9	64,9
450	81,2	84,2	71,6	84,3	79,8	71,1	78,9	82,6	83,5	81,7	66,8
460	82,7	85,9	74,0	85,5	81,5	72,2	80,5	84,4	85,5	83,9	69,1
470	84,3	87,9	76,0	87,0	82,8	73,3	82,9	85,9	87,5	85,9	71,5
480	85,8	90,0	78,0	88,7	84,4	74,3	83,7	87,4	88,5	87,6	74,0
490	87,1	91,1	80,3	90,0	85,3	75,5	85,4	88,9	89,5	88,9	76,3
500	89,9	—	81,9	92,5	85,9	76,5	87,3	—	90,5	—	77,6

172. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Ахловская нефть												
28—85	5,1	0,6767	34	48	65	79	0	69,9	—	—	0	—
28—100	7,9	0,6917	37	57	76	91	—	66,0	—	—	—	—
28—110	9,3	0,6993	39	61	81	97	—	64,4	—	—	—	—
28—120	10,5	0,7058	41	65	86	103	0,003	62,5	—	—	0	—
28—130	12,6	0,7120	45	67	93	112	—	60,0	—	—	—	—
28—140	14,4	0,7165	51	71	102	126	—	57,8	—	—	—	—
28—150	15,8	0,7215	52	72	104	128	0,006	56,5	—	—	0	—
28—160	17,4	0,7260	54	77	112	143	—	53,3	—	—	—	—
28—170	19,1	0,7315	55	79	114	148	—	50,5	—	—	—	—
28—180	20,8	0,7367	57	82	120	158	—	47,6	—	—	—	—
28—190	22,3	0,7415	59	85	124	168	—	45,1	—	—	—	—
28—200	23,5	0,7430	60	87	128	176	0,008	43,3	—	—	0	—
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)												
28—85	4,6	0,6888	46	55	67	79	0,001	69,6	—	87,5	—	—
28—100	8,0	0,7010	49	62	75	88	0,001	67,5	—	85,8	0	300
28—110	10,3	0,7121	52	69	84	96	0,003	64,0	—	82,0	0	276
28—120	12,1	0,7159	54	72	89	104	0,004	61,0	—	80,4	—	246
28—130	14,8	0,7200	55	75	96	115	0,004	59,5	—	75,4	0	197
28—140	17,4	0,7290	59	78	102	123	—	57,8	—	74,8	—	—
28—150	19,4	0,7334	63	84	109	134	0,004	54,4	—	74,0	—	160
28—160	21,1	0,7362	63	84	112	138	—	53,2	—	71,2	—	—
28—170	24,3	0,7428	64	87	120	154	0,004	50,6	—	68,8	—	145
28—180	25,5	0,7445	64	87	121	158	—	49,6	—	67,9	0	—
28—190	27,5	0,7483	65	87	125	166	—	47,9	—	—	—	—
28—200	30,4	0,7551	66	87	130	181	0,005	45,4	—	67,4	0	88

Продолжение табл. 172

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С) *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Алиюртская нижнемеловая нефть												
28—85	5,7	0,6990	59	64	69	76	0,010	66,9	83,9	—	0	—
28—100	9,7	0,7075	65	73	81	92	—	62,0	75,0	—	—	—
28—120	13,8	0,7225	72	84	95	109	0,010	57,0	70,3	—	—	—
28—130	16,7	0,7265	73	86	99	115	—	56,5	69,1	—	—	—
28—140	18,5	0,7290	74	88	101	120	—	55,6	68,8	—	—	—
28—150	21,8	0,7350	76	91	106	128	0,010	55,0	68,0	—	—	—
28—160	24,7	0,7400	77	93	113	140	—	52,2	65,3	—	—	—
28—170	27,5	0,7457	77	96	122	152	—	49,7	62,5	—	—	—
28—180	29,8	0,7506	78	99	129	163	—	47,5	60,5	—	—	—
28—190	31,7	0,7525	78	100	133	170	—	45,8	58,3	—	—	—
28—200	33,8	0,7550	79	102	140	182	0,012	43,3	56,0	—	—	—
Эльдаровская нефть												
28—85	7,9	0,6816	39	46	60	77	Следы	70,2	80,0	—	0	—
28—100	11,8	0,6950	42	54	71	89	—	66,4	75,1	—	—	—
28—110	14,1	0,6980	44	57	76	95	—	64,3	73,0	—	—	—
28—120	16,8	0,7053	47	64	85	106	Следы	61,8	70,1	—	—	—
28—130	19,6	0,7100	49	68	90	114	—	58,5	67,4	—	—	—
28—140	21,7	0,7150	51	71	94	121	—	55,6	65,4	—	—	—
28—150	23,9	0,7197	53	74	99	129	—	52,7	63,7	—	0,36	—
28—160	26,3	0,7240	54	75	103	136	—	51,4	61,3	—	—	—
28—170	28,5	0,7270	54	77	108	145	—	49,9	58,8	—	—	—
28—180	30,7	0,7307	55	79	113	152	—	48,5	56,0	—	—	200
28—190	33,1	0,7370	56	81	117	164	Следы	46,7	54,9	—	—	—
28—200	35,2	0,7386	57	82	121	172	»	45,1	53,4	—	0,48	194

Нефть месторождения Гора Орлиная												
28—85	6,9	0,6907	47	59	69	79	0	65,0	—	—	—	—
28—100	9,9	0,7000	50	66	78	88	—	60,0	—	—	—	—
28—110	12,9	0,7120	54	73	86	98	—	55,1	—	—	—	—
28—120	15,2	0,7200	56	78	92	106	0,004	52,0	—	—	—	—
28—130	18,7	0,7250	59	82	99	114	—	—	—	—	—	—
28—140	21,9	0,7303	62	85	104	123	—	—	—	—	—	—
28—150	25,0	0,7341	65	89	110	131	0,006	51,2	—	—	—	—
28—160	27,9	0,7380	68	91	114	139	—	49,3	—	—	—	—
28—170	30,6	0,7400	70	93	118	147	—	47,9	—	—	—	—
28—180	33,4	0,7448	72	96	123	155	—	46,3	—	—	—	—
28—190	35,7	0,7458	73	98	127	163	—	45,0	—	—	—	—
28—200	38,0	0,7496	75	100	131	170	0,009	44,0	—	—	—	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть												
28—85	10,0	0,6709	38	46	59	72	0	70,0	83,2	—	—	—
28—100	13,5	0,6323	39	52	67	82	—	66,5	79,6	—	—	—
28—110	16,2	0,6908	40	56	73	90	—	64,3	77,3	—	—	—
28—120	20,0	0,7034	42	63	83	102	0,004	61,0	74,0	—	—	—
28—130	21,7	0,7070	45	64	87	103	—	58,7	72,0	—	—	—
28—140	24,5	0,7123	50	68	93	119	—	56,0	68,8	—	—	—
28—150	27,0	0,7182	54	71	100	129	0,006	53,8	66,2	—	—	—
28—160	29,5	0,7210	54	73	103	136	—	53,1	65,0	—	—	—
28—170	32,0	0,7240	55	75	106	143	—	51,5	63,7	—	—	—
28—180	34,3	0,7267	55	77	110	149	0,007	50,6	62,8	—	—	—
28—190	36,5	0,7295	55	77	115	159	—	48,3	61,1	—	—	—
28—200	39,0	0,7328	55	78	120	171	0,008	46,3	59,6	—	—	—
Старогрозненская нефть												
28—85	7,4	0,6824	37	51	68	84	0	69,0	—	—	—	—
28—100	10,3	0 6945	43	56	75	93	—	67,8	—	—	—	—
28—110	12,2	0,7012	46	60	80	98	—	63,6	—	—	—	—
28—120	14,4	0,7121	51	65	87	106	—	61,2	—	—	—	—
28—130	16,8	0,7205	53	70	93	115	—	59,3	—	—	—	—
28—140	19,8	0,7315	56	76	101	126	—	57,3	—	—	—	—

Продолжение табл. 172

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
28—150	22,3	0,7402	58	81	108	134	—	55,8	—	—	0,49	—
28—160	25,0	0,7429	60	84	113	143	—	53,6	—	—	—	—
28—170	27,7	0,7440	62	86	118	153	—	51,8	—	—	—	—
28—180	29,8	0,7455	64	89	123	160	—	50,3	—	—	—	—
28—190	32,2	0,7470	65	91	127	168	—	48,4	—	—	—	—
28—200	33,8	0,7479	67	93	131	174	0,006	47,6	—	—	0,74	—
Брагунская нефть												
28—85	4,9	0,6900	50	57	65	75	0,006	67,0	79,8	—	—	—
28—100	7,5	0,7012	55	65	75	88	—	64,0	77,0	—	—	—
28—110	10,0	0,7123	60	73	86	100	—	61,5	74,5	—	—	—
28—120	12,0	0,7207	64	80	94	110	0,009	59,0	73,0	—	—	—
28—130	14,5	0,7248	65	83	99	117	—	57,5	71,5	—	—	—
28—140	17,5	0,7300	66	86	106	126	—	55,0	68,0	—	—	—
28—150	20,3	0,7361	68	89	112	136	0,011	53,2	65,2	—	0,22	202
28—160	23,0	0,7393	70	91	117	145	—	51,5	63,5	—	—	—
28—170	25,7	0,7431	71	94	122	154	—	49,0	62,3	—	—	—
28—180	28,5	0,7466	73	96	128	164	—	47,0	61,0	—	—	—
28—190	30,8	0,7500	74	98	133	172	—	45,2	59,8	—	—	—
28—200	32,8	0,7533	75	100	137	179	0,012	43,5	59,0	—	0,43	97
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)												
28—85	6,1	0,6657	34	42	59	73	—	71,6	—	88,0	—	690
28—100	9,6	0,6850	37	54	74	89	—	65,9	—	81,7	—	—
28—110	10,9	0,6924	39	59	81	97	0,004	64,4	—	79,9	—	443
28—120	12,8	0,6970	39	62	86	104	—	61,5	—	76,7	—	—
28—130	16,1	0,7086	40	67	97	120	0,005	58,0	—	72,5	—	311
28—140	17,0	0,7105	41	68	99	122	—	56,8	—	71,7	—	—

28—150	19,2	0,7154	44	72	105	133	0,005	55,3	—	70,0	—	301
28—160	21,5	0,7208	48	74	110	141	—	51,3	—	67,3	—	—
28—170	23,3	0,7252	52	76	115	148	—	48,6	—	62,6	—	—
28—180	25,2	0,7304	56	78	120	157	0,006	46,0	—	60,7	—	220
28—190	27,3	0,7341	57	79	122	166	—	45,0	—	59,8	—	—
28—200	29,3	0,7381	58	80	125	177	0,007	44,5	—	59,5	—	205
Заманкульская юрская нефть												
28—85	3,2	0,7061	58	64	69	75	0	64,0	78,2	82,0	0	283
28—100	6,3	0,7215	67	76	83	91	—	61,0	75,0	79,0	—	—
28—110	8,3	0,7315	73	84	92	102	—	59,0	73,2	77,2	—	—
28—120	9,4	0,7367	76	87	96	108	0	58,0	72,0	76,0	0	104
28—130	11,9	0,7405	77	90	102	116	—	55,3	69,5	73,7	—	—
28—140	14,9	0,7452	78	94	109	126	—	52,5	66,7	71,3	—	—
28—150	17,8	0,7499	80	98	116	136	0	50,0	64,0	69,0	0	69
28—160	19,8	0,7540	83	103	123	146	—	47,9	62,0	66,9	—	—
28—170	22,1	0,7588	86	107	131	157	—	45,7	59,8	64,8	—	—
28—180	24,1	0,7625	90	112	138	166	0	44,0	58,0	63,0	0	—
28—190	26,8	0,7642	92	115	143	173	—	41,1	54,9	61,6	—	—
28—200	30,3	0,7662	95	118	148	182	0,002	38,0	52,0	60,0	—	—
Карабулак-ачалукская майкопская нефть												
28—150	18,5	0,7269	47	70	104	136	0,006	61,3	—	—	—	252
28—200	27,1	0,7413	54	81	123	171	0,010	52,8	—	—	—	207
Карабулак-ачалукская нижнемеловая нефть												
28—150	22,0	0,7298	66	79	105	133	—	58,9	—	—	—	—
Серноводская нефть												
28—85	5,0	0,6848	40	53	69	87	Следы	65,7	78,7	—	0	—
28—100	9,8	0,7038	49	65	82	99	—	62,2	74,3	—	—	—
28—110	11,3	0,7095	52	69	87	104	—	60,1	73,2	—	—	—
28—120	13,7	0,7153	54	73	91	108	Следы	57,9	70,9	—	0	—
28—130	16,2	0,7224	55	79	97	118	—	56,1	69,7	—	—	—
28—140	18,9	0,7288	56	84	104	126	—	54,0	68,3	—	—	—

Продолжение табл. 172

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
28—150	21 8	0,7312	57	87	108	131	Следы	52,1	66,9	—	—	168
28—160	24,8	0,7382	61	91	117	148	—	50,4	64,8	—	—	—
28—170	27,3	0,7420	63	94	123	159	—	49,0	63,1	—	—	—
28—180	29,3	0 7428	64	95	125	162	Следы	48,0	62,0	—	0,28	—
28—190	31,3	0,7478	68	98	133	174	—	44,0	57,0	—	—	—
28—200	33,4	0,7498	69	99	136	178	0,006	42,7	56,2	—	0,40	205
Октябрьская нефть												
28— 62	0,9	0,6411	36	39	46	59	0	70,6	78 6	88,0	—	—
28— 85	2,4	0 6871	45	57	67	77	0	67,6	76,1	85,8	—	197
28—100	3,8	0,6918	47	60	72	83	—	66,1	74,6	84,3	—	—
28—110	5,3	0,6975	50	64	77	89	—	65,1	73,8	83,2	—	—
28—120	9,8	0,7136	58	75	92	107	—	60,9	70,1	78,7	—	—
28—130	12,4	0,7227	63	82	100	117	—	58,5	67,9	76,3	—	—
28—140	15,0	0,7320	68	88	108	127	—	56,3	65,9	74,1	—	—
28—150	17,3	0,7390	71	93	115	134	0	54,2	64,2	72,4	—	—
28—160	19,8	0,7433	74	96	121	143	—	51,2	60,9	70,3	—	—
28—170	22,3	0,7478	77	99	126	151	—	48,4	58,5	68,7	—	—
28—180	25,3	0,7532	81	103	133	162	—	44,9	55,3	66,7	—	—
28—190	27,3	0,7563	83	105	137	167	—	42,7	52,7	65,3	—	—
28—200	30,0	0,7607	86	108	143	177	0	39,6	50,0	63,8	—	—
Бенойская нефть												
28—85	4,7	0,6686	38	46	63	81	0	68,3	—	—	—	—
Гойткортская нефть												
28—150	13,0	0,7112	51	74	102	130	0,004	55	—	—	—	211
28—200	20,3	0,7399	57	85	130	174	0,006	43	—	—	—	—

173. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Ахловская нефть								
28—60	2,9	0,6411	—	—	5	95	48	47
60—95	3,8	0,7206	—	5	52	43	16	27
95—120	3,8	0,7418	—	7	47	46	16	30
120—150	5,3	0,7558	—	9	40	51	15	36
150—200	7,7	0,7825	—	13	48	39	15	24
28—200	23,5	0,7430	—	8	41	51	28	23
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)								
28—60	1,4	0,6335	1,3721	3	16	81	40	41
60—95	5,4	0,7123	1,3996	7	32	61	33	28
95—120	5,3	0,7450	1,4141	12	36	52	17	35
120—150	7,3	0,7619	1,4232	15	26	59	26	33
150—200	11,0	0,7890	1,4409	18	30	52	22	30
28—200	30,4	0,7551	1,4213	13	28	59	23	36
Алиюртская нижнемеловая нефть								
28—62	3,2	0,6375	1,3697	1	8	91	46	45
62—95	4,3	0,7127	1,3896	8	38	54	—	—
95—120	6,3	0,7592	1,4143	12	36	52	26	26
120—150	8,0	0,7558	1,4270	16	24	60	24	36
150—200	12,0	0,7790	1,4358	17	34	49	22	27
28—200	33,8	0,7550	1,4120	13	29	58	25	33
Алиюртская верхнемеловая нефть								
н. к.—95	8,5	0,6891	1,3900	6	34	60	—	—
95—120	5,3	0,7431	1,4143	10	36	54	—	—
120—150	6,6	0,7582	1,4269	16	29	55	—	—
150—200	10,2	0,7832	1,4360	17	34	49	—	—
н. к.—200	30,6	0,7570	1,4171	13	34	53	—	—
Эльдаровская нефть								
28—62	4,6	0,6574	1,3750	4	8	88	48	40
62—95	5,8	0,7121	1,4017	7	43	50	24	26
95—120	6,4	0,7411	1,4154	15	29	56	16	40
120—150	7,1	0,7595	1,4246	18	26	56	18	38
150—200	11,3	0,7812	1,4383	19	29	52	18	34
28—200	35,2	0,7386	1,4170	15	29	56	22	34
Нефть месторождения Гора Орлиная								
28—60	2,9	0,6533	1,3761	3	9	88	42	46
60—95	5,5	0,7140	1,4023	7	37	56	21	35
95—122	6,8	0,7405	1,4184	13	32	55	14	41
122—150	9,8	0,7590	1,4281	19	21	60	18	42
150—200	13,0	0,7794	1,4365	20	27	53	21	32
28—200	38,0	0,7496	1,4210	15	25	60	21	39

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Хаянкортская нижнемеловая нефть								
28—62	7,5	0,6820	1,3840	6	7	87	44	43
62—95	5,0	0,7183	1,4095	8	40	52	21	31
95—120	7,5	0,7419	1,4202	17	31	52	17	35
120—150	7,0	0,7555	1,4290	19	20	61	20	41
150—200	12,0	0,7753	1,4358	16	31	53	25	28
28—200	39,0	0,7328	1,4185	14	22	64	26	38
Хаянкортская верхнемеловая нефть								
28—60	2,1	0,6410	1,3649	1,6	0,2	98,2	—	—
60—95	6,8	0,7093	1,3970	11	27	62	—	—
95—120	8,7	0,7415	1,4165	16	27	57	23	34
120—150	9,4	0,7619	1,4280	22	17	61	24	37
150—200	12,6	0,7788	1,4360	21	20	59	23	36
28—200	39,6	0,7466	1,4203	18	16	66	—	—
Старогрозненская нефть								
28—60	3,5	0,6587	1,3791	4	8	88	43	45
60—95	5,7	0,7204	1,4056	8	39	53	—	—
95—120	5,8	0,7441	1,4190	16	28	56	17	39
120—150	7,3	0,7649	1,4298	24	18	58	19	39
150—200	11,5	0,7816	1,4382	22	26	52	20	32
28—200	35,8	0,7479	1,4281	16	22	62	—	—
Брагунская нефть								
28—62	2,2	0,6526	1,3750	1	3	96	48	48
62—95	3,8	0,7108	1,3968	8	34	58	26	32
95—120	6,0	0,7440	1,4192	16	30	54	19	35
120—150	8,3	0,7603	1,4300	20	21	59	20	39
150—200	12,5	0,7790	1,4380	19	24	57	20	37
28—200	32,8	0,7533	1,4277	16	24	60	22	38
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)								
28—95	7,6	0,6784	—	3	29	68	—	—
95—120	5,2	0,7326	—	4	39	57	—	—
120—150	6,4	0,7517	—	10	29	61	—	—
150—200	10,1	0,7831	—	15	55	30	—	—
28—200	29,3	0,7381	—	9	40	51	—	—
Заманкульская юрская нефть								
28—62	1,8	0,6744	1,3775	7	8	85	48	37
62—95	2,9	0,7197	1,4052	10	44	46	28	18
95—120	4,7	0,7504	1,4240	23	32	45	21	24
120—150	8,4	0,7661	1,4315	25	24	51	24	27
150—200	12,5	0,7837	1,4388	24	28	48	27	21
28—200	30,3	0,7612	1,4273	22	22	56	26	30

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Карабулак-ачалукская верхнемеловая нефть								
28—95	11,7	0,6948	1,3887	6	30	64	—	—
95—122	4,7	0,7464	1,4143	14	29	57	—	—
122—150	6,9	0,7605	1,4208	19	22	59	—	—
150—200	10,0	0,7801	1,4389	20	24	56	—	—
28—200	33,3	0,7410	1,4120	14	26	60	—	—
Карабулак-ачалукская майкопская нефть								
28—60	3,8	0,6533	1,3739	6	7	87	—	—
60—95	4,5	0,7219	1,4013	10	41	49	—	—
95—120	5,2	0,7466	1,4148	13	38	49	—	—
120—150	6,2	0,7552	1,4270	17	26	57	—	—
150—200	8,6	0,7896	1,4400	21	31	48	—	—
28—200	28,3	0,7471	1,4190	14	29	57	—	—
Карабулак-ачалукская нижнемеловая нефть								
28—95	8,5	0,6910	—	7	28	65	—	—
95—122	6,3	0,7421	—	14	32	54	—	—
122—150	7,2	0,7621	—	20	20	60	—	—
150—200	10,5	0,7826	—	20	23	57	—	—
28—200	32,5	0,7480	—	15	25	60	—	—
Серноводская нефть								
28—62	2,9	0,6666	1,3820	4	10	86	46	40
62—95	4,6	0,7125	1,4046	10	36	54	16	38
95—120	6,2	0,7419	1,4185	15	33	52	16	36
120—150	8,1	0,7588	1,4276	19	29	52	19	33
150—200	11,6	0,7820	1,4365	20	30	50	20	30
28—200	33,4	0,7498	1,4190	16	27	57	21	36
Октябрьская нефть								
28—62	0,9	0,6411	1,3744	1	2	97	38	59
62—95	2,1	0,7118	1,4035	6	38	56	29	27
95—120	6,8	0,7569	1,4184	19	29	52	16	36
120—150	7,5	0,7611	1,4300	22	18	60	24	36
150—200	12,7	0,7782	1,4371	20	20	60	23	37
28—200	30,0	0,7607	1,4259	18	22	60	24	36
Беноёйская нефть								
28—62	3,0	—	—	3	10	87	41	46
62—95	3,4	0,7146	—	10	34	56	29	27
95—120	4,8	0,7453	—	20	26	54	18	36
120—150	6,4	0,7657	—	28	16	56	20	36
150—200	9,4	0,7772	—	20	18	62	23	39
28—200	27,0	0,7474	—	19	22	59	23	36
Гойткортская нефть								
28—60	2,2	0,6624	1,3958	2	12	86	—	—
60—95	2,9	0,7079	1,4100	3	34	63	—	—
95—120	3,7	0,7353	1,4209	6	33	61	—	—
120—150	4,2	0,7545	1,4328	10	26	64	—	—
150—200	7,3	0,7786	1,4880	15	29	56	—	—
28—200	20,3	0,7399	1,4177	9	24	67	—	—

174. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 60 °С

Углеводороды	Температура кипения, °С	Ахловская	Эльдаровская*	Месторождения Гора Орлиная	Старогрозненская	Брагунская*	Заманкульская юрская*	Октябрьская
Пропан	—42,1	0,004	—	0,005	0,002	0,004	—	—
Изобутан	—11,7	0,030	0,002	0,042	0,018	0,025	0,004	0,003
н-Бутан	—0,5	0,211	0,025	0,130	0,137	0,156	0,037	0,022
2-Метилбутан	27,9	0,450	0,150	0,331	0,413	0,364	0,138	0,104
н-Пентан	36,1	0,750	0,319	0,475	0,711	0,613	0,283	0,194
2,3-Диметилбутан	58,0	—	—	—	—	0,074	—	—
2-Метилпентан	60,3	0,446	0,263	0,494	0,549	0,298	0,281	0,220
3-Метилпентан	63,3	0,408	0,210	0,363	0,442	0,273	0,232	0,182
Изогексаны**	—	0,049	0,013	0,028	0,047	—	0,009	0,024
н-Гексан	68,7	0,376	0,179	0,600	0,675	0,294	0,548	0,122
Изогептан	—	0,036	—	0,070	0,051	—	—	—
Метилциклопентан	71,8	0,140	0,039	0,197	0,225	0,058	—	0,017
Бензол	80,1	—	—	0,101	0,137	0,031	0,133	0,012
Циклогексан	80,7	—	—	0,057	0,057	0,010	0,121	—
н-Гептан	98,4	—	—	0,007	0,036	—	0,008	—

* Фракция выкипает до 62 °С.
** Неустановленного строения.

175. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С

Углеводороды	Температура кипения, °С	Алиюртская нижнемеловая	Серноводская
Пропан	—42,1	0,009	0,014
Изобутан	—11,7	0,039	0,048
н-Бутан	—0,5	0,211	0,214
2-Метилбутан	27,9	0,451	0,397
н-Пентан	36,1	0,800	0,604
2,3-Диметилбутан	58,0	—	0,057
Изогексаны*	—	0,090	—
2-Метилпентан	60,3	0,460	0,452
3-Метилпентан	63,2	0,420	0,414
н-Гексан	68,7	0,730	0,840
Изогептаны*	—	0,580	0,366
Метилциклопентан	71,8	0,430	0,366
Бензол	80,1	0,160	0,314
Циклогексан	80,7	0,620	0,483
н-Гептан	98,4	0,330	0,362
Неидентифицированные	—	0,370	0,069

* Неустановленного строения.

176. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводороды	Малгобекская верхнемеловая	Хаянкортская верхнемеловая	Заманкульская верхнемеловая (смесь)	Карабулак-ачалукская верхнемеловая
н-Бутан	0,026	0,204	0,030	0,032
н-Пентан	0,483	1,693	0,360	0,586
н-Гексан	0,766	2,071	1,400	0,922
н-Гептан	1,251	1,638	1,280	1,938
н-Октан	1,217	1,651	1,410	1,508
н-Нонан	0,318	0,967	0,880	1,105
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	4,061	8,224	5,360	6,091
Изобутан	0,009	0,021	0,020	0,015
2-Метилбутан (изопентан)	0,198	1,083	0,120	0,242
2,2-Диметилбутан	0,010	—	—	0,025
2,3-Диметилбутан	—	0,040	0,190	0,118
2-Метилпентан	0,437	0,997	0,670	0,557
3-Метилпентан	0,176	0,701	0,070	—
2,2-Диметилпентан	0,009	0,058	0,050	0,078
2,3-Диметилпентан	—	0,049	0,060	—
2,4-Диметилпентан	0,054	0,162	0,170	0,054
3,3-Диметилпентан	0,017	0,018	—	—
2,3-Метилэтилпентан	0,009	0,009	0,050	—
2,2,3-Триметилпентан	0,020	—	—	—
2,2,3-Диметилэтилпентан	—	0,067	—	—
2,4,3-Диметилэтилпентан	—	0,247	0,050	—
2,2,3,3-Тетраметилпентан	—	0,018	—	—

Углеводороды	Малгобекская верхнемеловая	Хаянкортская верхнемеловая	Заманкульская верхнемеловая (смесь)	Карабулак-ачалукская верхнемеловая
2,3,3,4-Тетраметилпентан	—	0,009	—	—
3-Этилпентан	0,178	0,076	0,020	—
2-Метилгексан	0,369	0,848	0,370	0,433
3-Метилгексан	0,293	0,537	0,380	0,590
2,2-Диметилгексан	0,019	0,024	—	0,030
2,3-Диметилгексан	0,266	—	—	—
2,4-Диметилгексан	0,104	0,073	0,150	—
2,5-Диметилгексан	—	0,067	—	0,033
3,3-Диметилгексан	—	0,012	—	—
2,3,5-Триметилгексан	0,027	0,393	0,150	—
2,4,4-Триметилгексан	—	0,043	—	—
3,3,4-Триметилгексан	—	0,043	0,060	0,111
2,2,3,4-Тетраметилгексан	—	0,027	—	—
2,2,3,5-Тетраметилгексан	—	0,052	—	0,069
2-Метил-3-этилгексан	—	—	—	0,267
3-Метил-3-этилгексан	0,072	0,049	0,030	—
2-Метилгептан	0,468	0,369	0,350	0,729
3-Метилгептан	—	0,491	0,310	0,453
4-Метилгептан	0,129	0,180	0,300	0,451
2,3-Диметилгептан	0,549	0,134	0,240	—
2,4-Диметилгептан	0,175	0,131	—	—
2,6-Диметилгептан	0,178	0,067	0,250	0,132
2,2,4-Триметилгептан	—	0,018	—	—
2,3,4-Триметилгептан	—	0,076	0,110	0,100
2,4,6-Триметилгептан	0,068	0,125	0,120	—
4-Этилгептан	—	0,116	—	—
2-Метилоктан	—	0,101	—	—
3-Метилоктан	—	0,067	—	—
4-Метилоктан	0,311	0,178	0,240	—
Неидентифицированные	—	—	—	0,228
Всего парафиновых углеводородов изостроения	4,517	7,776	4,530	4,715
Всего парафиновых углеводородов	8,578	16,000	9,890	10,806
Циклопентан	0,105	—	0,050	0,046
Метилциклопентан	0,440	0,409	0,210	0,253
1,1-Диметилциклопентан	0,084	0,046	0,050	0,222
1,1,3-Триметилциклопентан	0,129	0,110	0,050	—
1,2-Диметилциклопентан (*транс-*)	0,374	0,244	0,160	0,155
1,2-Диметилциклопентан (*цис-*)	0,087	0,070	—	—
1,3-Диметилциклопентан (*транс-*)	0,163	0,140	0,100	0,136
1,3-Диметилциклопентан (*цис-*)	0,134	0,027	0,140	0,110
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	0,191	0,040	0,160	0,113
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	0,042	—	—	—
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	0,125	0,085	0,120	0,134

Углеводороды	Малгобекская верхнемеловая	Хаянкортская верхнемеловая	Заманкульская верхнемеловая (смесь)	Карабулак-ачалукская верхнемеловая
Этилциклопентан	0,038	0,058	—	0,097
1,4-Диметил-2-этилциклопентан (*цис-*, *цис-*, *транс-*)	—	—	0,040	0,303
Неидентифицированные	—	0,024	—	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	1,912	1,253	1,080	1,569
Циклогексан	0,405	0,241	0,380	0,326
Метилциклогексан	1,290	1,599	1,300	1,055
1,1-Диметилциклогексан	0,070	0,140	0,060	0,035
1,4-Диметилциклогексан	0,225	0,375	0,210	0,264
1,1,3-Триметилциклогексан	0,328	0,171	0,160	0,175
1,2,4-Триметилциклогексан	0,141	0,162	0,020	0,071
Этилциклогексан	0,319	0,653	0,430	0,379
1-Метил-1-этилциклогексан	—	0,031	—	—
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,349	0,399	0,310	0,373
1,3-Диметилциклогексан (*цис-*)	0,697	0,590	0,400	0,338
1,2,3-Триметилциклогексан (*транс-*)	0,016	0,018	—	—
1,3,5- Триметилциклогексан (*транс-*)	0,042	0,061	0,030	0,021
1,3,5-Триметилциклогексан (*цис-*)	—	—	0,090	—
1-Метил-3-этилциклогексан (*цис-*, *транс-*)	0,111	0,149	0,180	0,101
1-Метил-2-этилциклогексан	0,118	0,046	—	0,031
1-Метил-4-этилциклогексан (*цис-*, *транс-*)	0,090	0,157	0,150	0,072
Изобутилциклогексан	—	0,061	—	—
Изопропилциклогексан	0,007	—	—	0,103
н-Пропилциклогексан	0,074	0,088	0,180	—
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	4,282	5,078	3,900	3,344
Всего нафтеновых углеводородов	6,194	6,331	4,980	4,913
Бензол	0,266	0,472	0,100	0,338
Толуол	0,649	1,342	0,190	0,880
1,2,4-Триметилбензол	0,006	—	—	—
1,3,5-Триметилбензол	0,008	—	—	—
Этилбензол	0,112	0,376	0,100	0,066
1-Метил-2-этилбензол	0,016	—	—	—
1-Метил-3-этилбензол	0,034	—	—	—
1-Метил-4-этилбензол	0,012	—	—	—
н-Пропилбензол	0,041	—	—	—
п-Ксилол	0,116	0,263	0,100	0,158
м-Ксилол	0,482	0,845	0,240	0,751
о-Ксилол	0,273	0,394	0,120	0,343
Всего ароматических углеводородов	2,015	3,692	0,850	2,536

177. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракциях 120—145 и 120—150 °С

Углеводороды	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть
Ахловская нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	1,3	0,069
п-Ксилол	1,1	0,058
м-Ксилол	3,2	0,170
о-Ксилол	3,2	0,170
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь) (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	1,6	0,117
п-Ксилол	1,6	0,117
м-Ксилол	6,4	0,466
о-Ксилол	3,7	0,270
Алиюртская нижнемеловая нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	2	0,094
п-Ксилол	4	0,188
м-Ксилол	12	0,564
о-Ксилол	9	0,423
Эльдаровская нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	2,3	0,113
п-Ксилол	5,5	0,269
м-Ксилол	7,2	0,353
о-Ксилол	2,1	0,103
Нефть месторождения Гора Орлиная (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	0,0	0,000
п-Ксилол	3,0	0,274
м-Ксилол	7,0	0,686
о-Ксилол	7,1	0,696
Хаянкортская нижнемеловая нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	2,5	0,175
п-Ксилол	2,0	0,140
м-Ксилол	6,9	0,483
о-Ксилол	5,8	0,406
Старогрозненская нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	2,7	0,197
п-Ксилол	3,8	0,277
м-Ксилол	0,1	0,424
о-Ксилол	5,8	0,735
Брагунская нефть (фракция 120—145 °С)		
Этилбензол	0,9	0,049
п-Ксилол	3,5	0,189
м-Ксилол	10,0	0,540
о-Ксилол	6,6	0,356
Заманкульская юрская нефть (фракция 120—145 °С)		
Этилбензол	4,1	0,226
п-Ксилол	4,5	0,248
м-Ксилол	15,0	0,825
о-Ксилол	7,5	0,412
Серноводская нефть (фракция 120—145 °С)		
Этилбензол	5,4	0,373
п-Ксилол	2,6	0,179
м-Ксилол	7,2	0,497
о-Ксилол	3,9	0,269
Октябрьская нефть (фракция 120—145 °С)		
Этилбензол	2,1	0,109
п-Ксилол	3,8	0,198
м-Ксилол	12,0	0,624
о-Ксилол	4,6	0,239
Бенойская нефть (фракция 120—145 °С)		
Этилбензол	8,2	0,336
п-Ксилол	3,8	0,156
м-Ксилол	12,1	0,496
о-Ксилол	2,4	0,098

178. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Ахловская нефть								
85—180	15,7	0,7546	0,004	8	41	51	17	34
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)								
60—85	3,2	0,7065	0,002	9	36	55	—	—
60—105	8,5	0,7178	0,003	9	37	54	—	—
85—120	7,5	0,7378	0,003	9	39	52	20	32
105—120	2,2	0,7412	0,003	8	23	69	—	—
105—140	7,5	0,7560	0,004	15	26	59	—	—
120—140	5,3	0,7613	0,006	18	26	56	25	31
140—180	8,1	0,7772	0,007	16	30	54	23	31
85—180	20,9	0,7578	0,006	13	29	58	24	34
Алиюртская нижнемеловая нефть								
62—85	2,5	0,7321	0,008	7	38	55	19	36
62—105	7,8	0,7342	0,008	12	42	46	22	24
85—105	5,3	0,7350	0,008	11	37	52	25	27
85—120	8,1	0,7352	0,007	10	34	56	29	27
105—120	2,8	0,7386	0,007	13	32	55	25	30
105—140	7,5	0,7518	0,007	14	29	57	25	32
120—140	4,7	0,7681	0,008	25	24	51	24	27
140—180	11,3	0,7740	0,009	16	31	53	23	30
85—180	24,1	0,7582	0,008	15	26	59	24	35
Эльдаровская нефть								
65—85	3,3	0,7107	0	7	38	55	40	15
62—105	8,5	0,7243	0	10	40	50	25	25
62—140	17,1	0,7285	0	14	31	55	16	39
62—180	26,1	0,7436	0	16	29	55	19	36
85—120	8,9	0,7393	0	14	31	55	21	34
85—140	13,8	0,7424	0	16	29	55	16	39
85—180	22,8	0,7532	0	17	27	56	18	38
105—140	8,6	0,7488	0	13	32	55	17	38
120—140	4,9	0,7584	0	17	27	56	18	38
140—180	9,0	0,7741	0,003	18	25	57	18	39
Нефть месторождения Гора Орлиная								
85—180	26,5	0,7569	0,008	17	28	55	18	37
Хаянкортская нижнемеловая нефть								
62—140	17,0	0,7389	0,004	17	30	53	19	34
62—180	26,8	0,7487	0,005	19	22	59	21	38
85—180	24,3	0,7507	0,006	19	20	61	21	40
Старогрозненская нефть								
60—85	3,9	0,7206	Следы	9	41	50	—	—
85—120	7,0	0,7461	0,003	16	35	49	—	—
120—140	5,4	0,7663	—	25	24	51	—	—
140—180	10,0	0,7754	—	20	22	58	—	—
85—180	22,4	0,7645	0,006	19	29	52	—	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Брагунская нефть								
62—85	2,7	0,7140	Следы	5	24	61	33	28
62—105	6,8	0,7289	»	12	32	56	22	34
85—120	7,1	0,7373	0,009	16	30	54	19	35
105—120	3,0	0,7390	—	18	25	57	20	37
105—140	8,5	0,7574	0,011	20	21	59	20	39
120—140	5,5	0,7697	—	20	21	59	20	39
140—180	11,0	0,7765	0,013	19	24	57	19	38
85—180	23,6	0,7590	0,011	20	21	59	20	39
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)								
62—85	3,1	0,7000	0,003	5	38	57	—	—
85—120	6,7	0,7281	0,006	3	38	59	—	—
120—140	4,2	0,7500	0,006	11	33	56	—	—
140—180	12,3	0,7742	0,007	14	45	41	—	—
85—180	19,1	0,7510	0,007	8	35	57	—	—
Заманкульская юрская нефть								
62—85	1,4	0,7363	0	9	39	52	—	—
62—105	5,2	0,7383	0	13	44	43	—	—
85—120	6,2	0,7457	0	21	31	48	—	—
105—120	2,4	0,7622	0	32	18	50	—	—
105—140	7,9	0,7660	Следы	31	19	50	—	—
105—180	17,1	0,7732	»	27	21	52	—	—
120—140	5,5	0,7675	»	31	22	47	—	—
140—180	9,2	0,7792	»	25	22	53	—	—
85—180	20,9	0,7672	»	24	25	51	—	—
Серноводская нефть								
62—85	2,1	0,7095	0	10	27	63	33	30
62—105	6,7	0,7229	0	11	38	51	16	35
62—140	15,0	0,7377	0	15	31	54	17	37
62—180	25,4	0,7504	0	16	24	60	18	42
85—120	7,7	0,7347	0	12	35	53	16	37
105—120	3,1	0,7430	0	14	27	59	17	42
105—140	8,3	0,7517	0	17	25	58	18	40
120—140	5,2	0,7551	0	19	23	58	19	39
140—180	10,4	0,7740	0	19	23	58	20	38
85—180	24,3	0,7572	Следы	17	27	56	19	37
Октябрьская нефть								
62—85	1,5	0,7118	0	5	30	65	—	—
62—105	3,9	0,7275	0	12	38	50	—	—
85—100	7,4	0,7402	0	16	31	53	—	—
105—120	5,0	0,7451	0	17	19	64	—	—
105—140	10,2	0,7565	0	22	21	57	—	—
120—140	5,2	0,7626	0	26	17	57	—	—
140—180	10,3	0,7719	0	20	21	59	—	—
85—180	22,9	0,7606	0	20	22	58	—	—
Бенойская нефть								
85—180	18,7	0,7589	0	28	16	56	—	—

179. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{40}, *сст*	Температура, °С		Теплота сгорания низшая, *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 10 *мл* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле					
Ахловская нефть																
120—240	19,2	0,7825	138	147	170	214	226	1,34	4,80	—61	32	10 365	29	13,0	0,006	—
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)																
110—240	26,0	0,7845	133	142	171	215	226	1 28	4,84	—61	28	10 325	30	15,9	0,007	0
130—240	21,5	0 8048	151	159	179	216	226	1,47	6,32	—58	39	10 290	30	17,7	0,010	0
Алиюртская нижнемеловая нефть																
120—240	29,4	0,7865	150	159	180	218	233	1,37	5,23	—60	37	10 320	28	17,2	0,006	0
120—280	37,5	0,7975	155	164	197	255	267	1,68	7,60	—41	40	10 309	27	18,3	0,009	0,27
Эльдаровская нефть																
120—220	23,0	0,7803	136	147	164	197	209	1,19	4,10	—60	30	10 350	30	17,6	0,006	—
120—240	27,0	0,7830	138	148	171	214	227	1,29	4,61	—60	33	10 350	30	18,2	0,007	0,64
150—240	19,9	0,7939	166	176	190	218	235	1,58	6,76	—56	—	10 340	—	18,6	0,008	—
Нефть месторождения Гора Орлиная																
120—230	30,2	0,7734	139	147	163	201	214	1,13	4,01	—60	30	10 370	29	18,3	0,007	—
110—260	38,5	0,7838	134	142	170	228	242	1,35	4,78	—59	31	10 330	30	17,8	0,007	—
110—260**	35,4	0,7847	135	140	170	227	245	1,39	4 88	<—60	31	10 325	30	18,8	0,007	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть																
120—240	28,3	0,7775	140	146	149	219	236	1,32	4,85	—58	32	10 360	33	16,0	0,010	0,65
Старогрозненская нефть																
120—220	23,1	0,7797	140	148	163	196	207	1,16	4,13	—60	33	10 345	30	19,7	0,006	—

Продолжение табл. 179

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С: начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле	Теплота сгорания низшая, *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 1 0 *мл* дистиллята
Брагунская нефть																
120—220	25,7	0,7822	147	153	171	201	205	1,25	4,25	—61	37	10 330	29	18,2	0,012	0,64
120—240	31,0	0,7890	149	157	187	220	228	1,42	—	—54	46	10 285	28	15,1	0,013	0,86
120—200	18,8	0,7782	144	148	160	182	193	1,10	—	<—60	—	—	—	17,5	—	—
200—240	10,2	0,8062	213	216	221	229	237	2,40	—	—36	—	—	—	14,2	—	—
200—240***	8,7	0,8198	212	217	221	230	237	2,43	—	—53	—	—	—	16,4	—	—
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)																
110—220	24,4	0,7773	133	143	170	213	223	1,46	5,35	—61	34	10 320	27	16,3	0,010	—
Заманкульская юрская нефть																
120—215	23,9	0,7810	144	151	167	194	212	1,20	3,83	—61	34	10 345	26	25,0	Следы	Следы
120—240	32,3	0,7904	146	156	181	223	239	1,39	—	—52	40	10 315	25	23,8	»	»
Карабулак-ачалукская майкопская нефть																
120—250	24,4	0,7938	139	147	184	232	241	1,48	6,35	—50	34	10 320	—	17,7	0,007	—
Серноводская нефть																
120—240	29,3	0,7820	140	153	176	217	232	1,30	4,77	—59	33	10 360	29	18,0	0,008	0,66
Октябрьская нефть																
120—240	30,0	0,7919	143	155	196	230	238	1,54	—	—42	37	10 360	27	18,0	0	0
Гойткортская нефть																
120—250	19,7	0,7812	140	152	183	226	239	1,43	—	—48	33	10 350	—	13,8	0,016	—

* Меркаптановая сера отсутствует.

** После депарафинизации карбамидом выделено 3,1% (на нефть) комплексообразующих с ρ_4^{20} 0,7592 и температурой застывания минус 20 °С.

*** После депарафинизации карбамидом выделено 1,5% (на нефть) комплексообразующих с ρ_4^{20} 0,7552 и температурой застывания минус 11 °С.

180. Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки				
Ахловская нефть														
200—300	15,4	0,8264	215	225	243	274	279	52	—28	88	25	—	—	—
240—320	12,5	0,8374	250	260	272	292	297	48	—14	116	—	—	0,107	2,21
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)														
140—300	32,7	0,8028	165	178	223	274	284	86	<—20	50	22	23,3	0 014	1,04
150—310	32,4	0,8178	174	187	231	280	291	82	То же	61	22	18	0,015	1,30
170—320	28,2	0 8250	195	210	242	285	294	76	—22	77	22	—	0,022	1,43
150—342	37,2	0,8225	174	189	242	302	315	70	—17	63	22	15	0,037	1,50
Алиюртская нижнемеловая нефть														
150—280	29,9	0,8042	171	180	208	254	267	—	—37	54	25	—	0,011	0,42
150—320	38,5	0,8136	173	183	232	294	310	73	—23	58	24	17	0,041	0,50
Эльдаровская нефть														
150—320	35,6	0,8175	169	184	239	296	308	73	—22	58	25	—	0,015	0,48
Нефть месторождения Гора Орлиная														
150—350	44,4	0,8151	173	185	238	297	310	73	—21	57	23	13	0,018	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть														
150—300	34,0	0,8077	170	186	232	288	304	78	<—15	65	28	—	0,012	0,98
Старогрозненская нефть														
200—300	20,3	0,8235	220	229	244	271	277	89	—24	90	23	—	—	1,23

Продолжение табл. 180

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота неколтящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мг* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки				
Брагунская нефть														
150—280	32,0	0,8085	179	188	219	264	275	93	—28	68	26	—	0,016	0,86
150—320	40,7	0,8146	181	191	235	290	304	76	—24	72	24	—	0,025	—
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)														
150—310	28,4	0,8162	175	192	244	298	308	70	<—12	64	22	5,8	0,094	1,02
Заманкульская юрская нефть														
150—280	35,0	0,8066	175	187	215	254	269	—	—34	60	23	—	0,004	0
150—300	38,5	0,8093	179	189	219	262	279	—	—31	61	23	—	0,005	0
150—320	43,0	0,8170	179	191	235	291	306	77	—23	64	22	—	0,005	1,28
Карабулак-ачалукская майкопская нефть														
200—300	17,7	0,8286	218	229	245	270	277	90	<—18	87	20	—	0,016	—
Серноводская нефть														
150—300	33,7	0,8074	170	182	215	260	273	—	—28	56	23	—	—	—
150—320	37,7	0,8114	172	185	226	278	292	80	—27	62	22	—	0,020	0,85
Октябрьская нефть														
150—280	32,5	0,8024	175	185	221	270	280	90	—33	57	27	—	0,011	0
150—300	37,5	0,8077	176	190	235	289	304	78	—21	62	25	—	0,012	0
150—320	43,0	0,8110	179	191	241	301	319	68	—17	64	25	—	0,014	0
180—300	29,5	0,8165	210	219	248	292	306	70	—18	72	24	—	0,014	0
Гойткортская нефть														
200—300	19,4	0 8177	219	228	248	275	290	84	—3	87	22	—	0,023	—

181. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Ахловская нефть			
200—250	16	84	
250—300	18	82	
200—300	17	83	
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)			
200—250	17	30	53
250—300	20	25	55
200—300	19	27	54
Алиюртская нижнемеловая нефть			
200—250	18	34	48
250—300	20	24	56
200—300	21	13	66
Алиюртская верхнемеловая нефть			
200—250	18	32	50
250—300	21	27	52
200—300	20	29	51
Эльдаровская нефть			
200—250	13	38	49
250—300	17	32	51
200—300	14	36	50
Нефть месторождения Гора Орлиная			
200—250	13	40	47
250—300	19	33	48
200—300	16	36	48
Хаянкортская нижнемеловая нефть			
200—250	14	31	55
250—300	16	25	59
200—300	15	28	57
Старогрозненская нефть			
200—250	13	30	57
250—300	15	27	58
200—300	14	28	58
Брагунская нефть			
200—250	14	26	60
250—300	20	24	56
200—300	18	25	57

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)			
200—250	16	31	53
250—300	16	22	62
200—300	16	26	58
Заманкульская юрская нефть			
200—250	22	38	40
250—300	22	20	58
200—300	22	31	47
Карабулак-ачалукская верхнемеловая нефть			
200—250	17	34	49
250—300	19	22	59
200—300	18	29	53
Карабулак-ачалукская майкопская нефть			
200—250	17	83	
250—300	18	82	
200—300	18	82	
Серноводская нефть			
200—250	12	33	55
250—300	19	28	53
200—300	16	30	54
Октябрьская нефть			
200—250	15	24	61
250—300	15	25	60
200—300	15	25	60
Бенойская нефть			
200—250	11	22	67
250—300	12	22	66
200—300	12	22	66
Гойткортская нефть			
200—250	8	92	
250—300	21	79	
200—300	16	84	

182. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Ахловская нефть																
150—350	31,9	54	—	185	248	307	316	0,8227	3,05	1,89	—30	—15	65	0,074*	2,52	—
180—350	26,9	53	—	219	262	311	319	0,8305	3,94	2,27	—21	—12	85	0,100*	2,52	—
200—350	24,2	53	—	234	272	313	319	0,8343	4,75	2,37	—19	—8	100	0,110*	—	—
300—350	8,8	—	—	—	—	—	—	0,8490	10,21	4,03	—8	—	—	—	—	—
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)																
150—350	39,6	59	66,7	189	310	319	324	0,8250	3,36	1,94	—27	—15	64	0,056*	1,56	—
180—360	36,3	56	64,9	222	271	330	345	0,8366	4,62	2,59	—16	—5	81	0,069*	2,16	—
200—350	28,4	57	62,6	241	270	323	326	0,8386	5,02	2,63	—20	—10	102	—	2,26	—
200—355	30,1	56	—	244	327	335	338	0,8414	5,36	—	—16	—6	103	0,065*	—	—
210—355	29,7	58	—	244	328	336	338	0,8415	5,38	—	—15	—6	105	0,079*	—	—
Алиюртская нижнемеловая нефть																
150—350	44,5	54	64,8	184	245	316	334	0,8195	3,00	1,81	—20	—14	68	0,055	0,67	71,4
180—350	36,5	54	63	224	262	318	337	0,8316	4,34	2,32	—19	—9	84	0,067	0,83	75
200—350	32,5	54	62,5	244	277	325	339	0,8373	5,18	2,70	—14	—7	97	0,093	1,00	76,8
240—350	23,1	54	62	273	291	327	339	0,8448	7,22	3,44	—7	—4	125	0,116	1,33	79,8
240—350**	16,6	45	—	273	291	327	340	0,8372	8,53	3,75	—58	—48	—	—	—	—
280—350	15,0	55	—	303	313	331	341	0,8516	10,43	4,41	0	3	148	0,155	2,66	—

* Меркаптановая сера отсутствует.
** После депарафинизации.

Продолжение табл. 182

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Эльдаровская нефть																
150—350	42,2	57	64	187	241	308	323	0,8193	2,89	1,71	—22	—16	60	0,018	0,92	69,8
180—350	35,4	59	64	211	256	315	324	0,8260	3,64	2,05	—20	—12	77	0,019	0,97	73,8
200—350	30,9	60	61	210	279	316	325	0,8359	4,45	2,33	—19	—11	88	0,021	1,56	74,4
220—350	26,3	60	—	247	280	316	325	0,8403	5,18	2,70	—16	—10	98	0,022	—	—
240—350	22,3	62	61	266	284	316	327	0,8433	6,22	3,07	—12	—5	115	0,025	2,61	77,6
240—350**	18,4	48	52	265	282	315	328	0,8610	7,55	3,45	<—60	—60	114	—	—	72,6
Нефть месторождения Гора Орлиная																
180—350	36,0	57	—	210	274	299	312	0,8243	3,33	1,88	—24	—20	85	0,018*	1,55	—
200—350	31,4	58	—	230	277	300	314	0,8296	3,72	2,14	—21	—15	93	0,028*	1,91	—
230—350	24,0	57	—	255	282	304	315	0,8371	4,63	2,42	—15	—13	108	0,036*	—	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть																
150—350	43,5	56	69,9	190	243	311	325	0,8110	2,93	1,73	—23	—17	65	0,014	1,31	—
180—350	36,2	56	69	215	258	316	326	0,8198	3,73	2,12	—20	—15	80	0,031	1,53	—
201—350	31,5	56	68	234	265	316	328	0,8257	4,43	2,39	—16	—12	95	0,039	1,53	—
Старогрозненская нефть																
150—350	42,7	56	—	189	245	305	318	0,8184	2,86	1,68	—20	—14	60	0,016	—	—
180—350	35,2	56	—	221	256	307	319	0,8280	3,84	2,10	—19	—11	86	0,023	—	—
200—350	31,2	55	—	233	268	307	320	0,8318	4,43	2,33	—16	—9	95	0,027	1,47	—
220—350	27,5	54	—	248	275	311	320	0,8365	5,15	2,60	—13	—8	128	0,043	—	—

Брагунская нефть																
150—350	46,9	54	60,8	197	244	313	327	0,8215	3,09	1,77	—27	—13	75	0,036	0,75	72,6
180—350	38,7	54	66,4	224	260	314	328	0,8231	4,01	2,22	—19	—10	88	—	1,50	75,6
200—350	34,4	55	61,0	237	268	319	328	0,8335	4,65	2,51	—16	—8	94	0 045	1,50	77,4
210—350	32,2	—	63,0	244	271	319	331	0,8353	4,93	2,58	—15	—7	102	0,050	1,29	77,8
220—350	29,5	56	63,0	255	277	319	332	0,8389	5,56	2,83	—14	—7	110	—	1,51	78,6
240—350	24,2	56	63,0	275	291	324	333	0,8438	6,92	3,36	—9	—5	122	0,065	—	80,2
240—350**	19,6	—	53,0	274	290	325	331	0,8622	7,93	3,53	<—54	<—50	—	—	—	74,8
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)																
202—340	24,0	54	—	246	278	328	337	0,8372	5,45	—	—15	—5	109	0,061	—	—
220—320	14,5	53	—	265	284	317	325	0,8402	6,21	—	—13	—5	122	0,061	—	—
240—314	11,1	53	—	271	285	312	321	0,8400	6,38	—	—10	—5	124	0,063	—	—
240—350	18,6	54	—	275	298	345	350	0,8472	—	—	—4	—3	—	0,082	—	—
Заманкульская юрская нефть																
200—300	26,0	54	—	231	244	265	279	0,8252	3,34	1,82	—26	—22	95	0,007	0,86	—
215—320	26 5	54	—	246	263	297	310	0,8350	4,36	2,30	—19	—14	103	0,015	1,12	—
150—350	50,5	52	63,5	190	243	316	334	0,8228	3,64	1,79	—18	—13	64	0,005	1,48	69,5
180—350	44,2	53	62,5	225	267	319	334	0,8336	4,31	2,29	—15	—10	89	0,078	1,86	73,4
200—350	38,0	54	59,8	239	280	327	335	0,8408	5,11	2,62	—13	—7	101	0,098	2,29	74,6
240—350	26,6	54	—	266	286	327	335	0,8458	6,49	3,12	—10	—5	116	0,120	3,07	—
240—350**	21,7	46	—	265	285	327	334	0 8697	7,39	3,39	—46	—40	117	0,160	—	—
Карабулак-ачалукская майкопская нефть																
200—350	25,0	55	—	231	261	297	304	0,8331	4,26	2,15	<—17	<—15	93	0,033	—	—
Карабулак-ачалукская нижнемеловая нефть																
150—350	41,7	56	—	189	248	310	319	0,8193	2,93	—	—22	—15	—	—	—	—

** После депарафинизации.

Продолжение табл. 182

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Серноводская нефть																
150—350	44,7	58	66	187	241	306	318	0,8159	2,88	1,67	—23	—16	73	0,030	0,98	71,8
180—320	37,2	58	65	218	261	306	320	0,8257	3,86	2,13	—18	—13	82	0,040	1,30	—
200—350	33,1	60	64,5	236	266	310	322	0,8303	4,41	2,34	—17	—13	94	0,050	2,63	76,4
220—350	28,4	60	—	250	271	311	323	0,8335	5,13	2,62	—15	—10	97	—	3,05	—
240—350	23,5	60	64	262	280	312	324	0,8368	5,85	2,93	—10	—6	101	0,07	3,50	79,6
240—350**	16,8	50	52	260	280	314	326	0,8530	7,22	3,29	—60	—58	98	—	—	—
Октябрьская нефть																
150—350	49,0	52	70,4	192	251	330	347	0,8148	3,14	1,91	—20	—6	64	0,014	0,70	—
180—320	35,0	57	68,8	222	258	303	320	0,8186	3,76	2,05	—20	—12	85	—	—	76,4
180—350	41,0	57	69,6	225	263	332	348	0,8231	4,40	2,35	—16	—5	86	0,025	0,87	79,8
200—300	24,8	57	—	237	256	294	310	0,8213	3,89	2,14	—21	—16	95	—	—	—
200—350	36,3	57	69,8	242	280	339	348	0,8277	5,25	2,78	—15	—5	98	—	—	81,6
240—350	26,5	57	69,9	282	300	310	350	0,8365	7,82	3,63	—5	6	132	0,030	1,14	86,4
240—350**	19,0	51	57,7	281	299	341	350	0,8575	9,42	4,04	—46	—42	—	—	—	79,8
300—350	11,5	—	—	332	339	345	350	0,8486	15,20	6,03	13	15	—	0,040	1,24	—
Бенойская нефть																
180—350	38,9	57	71,3	215	254	312	321	0,8149	3,50	2,04	—25	—14	80	0,016	1,50	77,8
Гойткортская нефть																
200—350	27,9	59	—	240	268	303	315	0,8210	4,38	2,41	—19	—13	94	0,027	1,53	—

** После депарафинизации.

183. Характеристика исходных фракций (240—350 °С) и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
	на фракцию	на нефть						
Алиюртская нижнемеловая нефть								
Исходная фракция	100	23,1	0,8448	—	79,8	7,22	—7	62
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	71,8	16,6	0,8672	—	—	8,53	—58	51
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	28,2	6,5	0,7909	—	—	—	12	—
Эльдаровская нефть								
Исходная фракция	100	22,3	0,8433	1,4760	77,6	6,22	—12	61
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	82,6	18,4	0,8610	1,4800	72,6	7,55	—60	52
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	17,4	3,9	0,7620	1,4362	—	—	16	—
Брагунская нефть								
Исходная фракция	100	24,2	0,8438	1,4690	80,2	6,92	—9	60,3
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	81,0	19,6	0,8622	1,4760	74,8	7,93	<—54	53,0
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	19,0	4,6	0,7820	1,4388	—	—	17	—

Продолжение табл. 183

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °C	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °C	Дизельный индекс
	на фракцию	на нефть						
Заманкульская юрская нефть								
Исходная фракция	100	26,6	0,8458	—	—	6,49	—10	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	81,5	21,7	0,8697	—	—	7,39	—46	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	18,5	4,9	0,7778	—	—	—	15	—
Серноводская нефть								
Исходная фракция	100	23,5	0,8368	1,4670	79,6	5,85	—10	64
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	71,6	16,8	0,8580	1,4785	—	7,22	—60	52
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	28,4	6,7	0,7845	1,4395	—	—	10	—
Октябрьская нефть								
Исходная фракция	100	26,5	0,8365	—	81,6	7,82	—5	69,9
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	71,7	19,0	0,8575	—	79,8	9,42	—46	57,7
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	28,3	7,5	0,7879	—	—	—	20	—

184. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание, %		Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание смолистых веществ, %
								серы	смол серно-кислотных			I группа	II и III группы	IV группа	
Ахловская	350—500	24,3	0,8922	340	21,74	5,33	33	0,29	—	0,10	66	12	9	9	4
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	350—500	17,3	0,8925	340	19,30	4,83	30	0,27	4	0,05	69	11	6	12	2
Алиюртская нижнемеловая	350—490	22,9	0,8885	340	20,53	5,16	33	0,22	3	0,02	72	11	7	8	2
Эльдаровская	350—500	21,6	0,8905	360	20,58	5,32	32	0,20	5	0	74	9	6	8	3
Месторождения Гора Орлиная	350—500	21,3	0,8772	330	13,27	3,84	27	0,13	—	0,04	75	8	6	9	2
Хаянкортская нижнемеловая	350—500	18,7	0,8797	380	17,40	5,74	30	0,18	4	0,02	78	8	5	6	3
Старогрозненская	350—500	23,9	0,8855	356	19,25	4,98	35	0,22	3	0,03	71	12	5	9	3
Брагунская	350—490	23,2	0,8800	360	12,50	4,84	28	0,18	3	0,02	73	8	5	12	2
Заманкульская юрская	350—500	24,0	0,8895	360	19,91	5,29	29	0,33	—	0,06	65	13	9	10	3
Серноводская	350—490	21,9	0,8807	350	15,90	4,52	34	0,21	4	0	73	9	5	10	3
Октябрьская	350—500	24,0	0,8746	355	16,16	4,57	33	0,10	—	0,06	82	5	4	8	1

185. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга

Выход, объемн. %	Фракция 350—500 °С малгобекской верхнемеловой нефти (смесь)	Фракция 350—500 °С алиюртской нижнемеловой нефти	Фракция 350—500 °С эльдаровской нефти	Фракция 350—500 °С хаянкортской нижнемеловой нефти	Фракция 350—490 °С брагунской нефти	Фракция 350—500 °С заманкульской юрской нефти	Фракция 350—490 °С серноводской нефти	Фракция 350—500 °С октябрьской нефти
н. к.	345	332	378	365	328	339	368	373
5	350	345	389	381	376	353	380	388
10	363	360	395	389	384	364	386	393
20	380	386	406	394	400	380	394	401
30	406	405	411	400	406	392	400	409
40	415	412	421	409	414	404	407	415
50	422	420	431	418	420	414	416	427
60	430	431	443	429	430	425	426	442
70	440	442	454	440	440	439	436	455
80	457	460	468	451	450	453	447	467
90	470	475	481	456	458	470	460	485
95	490	493	493	474	462	480	475	496
98	500	500	507	490	475	486	486	513
к. к	500	500	507	490	475	486	486	513

186. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Ахловская нефть								
Мазут топочный 100	60,4	0,9286	3,34	2,69	25	174	0,39	7,65
Остаток								
выше 350 °С	51,6	0,9428	—	—	35	206	0,44	9,03
» 400 °С	45,6	0,9550	—	—	39	226	0,47	10,15
» 450 °С	37,2	0,9770	—	—	45	255	0,51	13,00
» 500 °С	27,3	1,0081	—	—	49*	308	0,58	16,75
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)								
Мазут топочный 100	34,2	0,9573	9,03	4,77	39	240	—	7,40
Остаток								
выше 300 °С	49,4	0,9191	2,81	2,00	30	178	0,37	4,96
» 350 °С	40,5	0,9310	5,38	2,83	35	215	0,42	6,40
» 400 °С	34,2	0,9573	9,03	4,77	39	240	—	7,40
» 450 °С	27,6	0,9678	19,41	8,25	44	274	0,44	9,90
» 500 °С	23,2	0,9754	—	—	45*	—	0,48	11,85
Алиюртская нижнемеловая нефть								
Мазут топочный 100	19,0	0,9404	8,86	4,77	42	238	0,38	5,30
Остаток								
выше 350 °С	33,4	0,9188	2,82	1,94	31	194	0,30	3,06
» 400 °С	26,4	0,9253	4,52	2,61	36	215	0,32	3,64
» 450 °С	19,0	0,9404	8,86	4,77	42	238	0,38	5,30
» 490 °С	12,2	0,9610	29,78	11,60	41	272	0,40	8,54

* Температура размягчения.

Продолжение табл. 186

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Эльдаровская нефть								
Мазут топочный 100	18,8	0,9399	9,46	4,85	38	254	0,31	5,99
Остаток								
выше 300 °С	42,8	0,9065	2,28	1,72	28	182	0,20	2,94
» 350 °С	32,2	0,9177	3,02	1,99	32	209	0,23	3,35
» 400 °С	26,5	0,9211	3,74	2,40	33	220	0,29	4,34
» 450 °С	18,8	0,9399	9,46	4,85	38	254	0,31	5,99
» 500 °С	10,6	0,9660	48,60	17,40	39	282	0,36	10,06
Нефть месторождения Гора Орлиная								
Мазут топочный 100	30,0	0,8983	1,83	1,49	27	186	0,23	1,79
Остаток								
выше 300 °С	39,4	0,8832	1,59	1,36	23	166	0,21	1,47
» 350 °С	30,0	0,8983	1,83	1,49	27	186	0,23	1,79
» 480 °С	12,2	0,9505	—	—	43	276	0,26	6,47
» 500 °С	8,7	0,9615	—	—	49	304	0,37	8,12
Хаянкортская нижнемеловая нефть								
Мазут топочный 100	22,8	0,9067	3,08	2,06	38	220	0,18	2,12
Остаток								
выше 300 °С	38,8	0,8835	1,73	1,43	29	172	0,13	1,34
» 350 °С	29,3	0,8946	2,27	1,73	33	200	0,16	1,61
» 400 °С	22,8	0,9067	3,08	2,06	38	220	0,18	2,12
» 450 °С	16,2	0,9210	5,32	3,05	43	250	0,22	3,12
» 490 °С	11,8	0,9322	10,90	5,25	49	—	0,25	4,51
» 500 °С	10,6	0,9420	15,00	6,84	55	304	0,26	5,62

Старогрозненская нефть								
Мазут топочный 100	18,8	0,9421	7,98	3,92	42	225	0,25	5,45
Остаток								
выше 300 °С	44,9	0,8934	1,82	1,46	13	173	0,15	2,77
» 350 °С	34 0	0,9128	2,52	1,80	29	198	0,17	3,25
» 450 °С	18,8	0,9421	7,98	3,92	42	225	0,25	5,45
» 500 °С	10,1	0,9737	—	—	56*	306	0,28	11,03
Брагунская нефть								
Мазут топочный								
100	15,8	0,9289	6,78	3,53	40	259	0,24	4,45
200	8,9	0,9492	19,90	8,46	41	301	0,26	7,20
Остаток								
выше 300 °С	43,0	0,8949	1,86	1,53	27	185	0,13	1,90
» 320 °С	35,8	0,8976	2,07	1,61	30	192	0,17	2,00
» 350 °С	32,1	0,9058	2,58	1,83	31	206	0,18	2,25
» 400 °С	23,8	0,9079	2,83	1,94	34	214	0,21	2,70
» 420 °С	20,0	0,9159	3,68	2,34	38	220	0,23	3,05
» 450 °С	15,8	0,9289	6,78	3,53	40	259	0,24	4,45
» 490 °С	8,9	0,9492	19,90	8,46	41	301	0,26	7,20
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)								
Мазут топочный 100	43,2	0,9460	7,50	4,10	34	215	—	8,35
Остаток								
выше 310 °С	49,2	0,9260	5,10	3,04	29	198	—	7,27
» 320 °С	47,0	0,9392	6,57	3,62	32	—	—	8,26
» 340 °С	43,2	0,9460	7,50	4,10	34	215	—	8,35
» 500 °С	17,4	1,0192	—	—	54*	—	—	23,20

* Температура размягчения.

Продолжение табл. 186

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Заманкульская юрская нефть								
Мазут топочный 100	7,5	0,9624	—	8,85	38	332	0,59	8,85
Остаток								
выше 300 °С	43,5	0,8930	1,68	1,42	23	171	0,35	1,64
» 350 °С	31,5	0,9084	2,34	1,34	29	215	0,41	2,16
» 400 °С	25,0	0,9267	3,43	2,12	34	235	0,43	2,61
» 450 °С	15,7	0,9416	8,67	4,15	40	264	0,45	4,54
» 490 °С	10,0	0,9559	—	7,50	42	311	0,56	7,50
» 500 °С	7,5	0,9624	—	8,85	38	332	0,59	8,85
Карабулак-ачалукская майкопская нефть								
Мазут топочный 100	45,2	0,9149	3,85	2,35	37	—	0,26	4,36
Остаток								
выше 350 °С	45,2	0,9149	3,85	2,35	37	—	0,26	4,36
» 500 °С	22,0	0,9979	—	—	51*	—	0,35	10,50
Карабулак-ачалукская нижнемеловая нефть								
Мазут топочный 100	35,2	0,9292	3,76	2,28	31	—	0,19	6,80
Остаток								
выше 350 °С	35,2	0,9292	3,76	2,28	31	—	0,19	6,80
» 500 °С	12,7	0,9982	—	—	40	—	0,34	16,9

Серноводская нефть								
Мазут топочный 100	28,1	0,9053	3,41	2,19	35	221	0,31	2,89
Остаток								
выше 300 °C	44,0	0,8868	1,73	1,44	22	174	0,25	1,53
» 350 °C	33,0	0,9027	2,43	1,80	33	208	0,30	2,40
» 400 °C	28,1	0,9053	3,41	2,19	35	221	0,31	2,89
» 450 °C	17,4	0,9253	7,60	3,96	43	245	0,33	4,59
» 490 °C	11,1	0,9497	21,21	9,11	43	315	0,38	7,95
Октябрьская нефть								
Мазут топочный 100	33,5	0,8831	1,81	1,50	30	208	0,10	1,35
Остаток								
выше 350 °C	33,5	0,8831	1,81	1,50	30	208	0,10	1,35
» 450 °C	16,5	0,9118	5,24	2,88	49	273	0,15	3,46
» 460 °C	14,5	0,9147	5,82	3,27	50	280	0,16	4,40
» 490 °C	10,5	0,9238	8,43	4,39	52*	300	0,23	5,20
» 500 °C	9,5	0,9360	15,38	6,97	53*	320	0,25	6,40
Беноийская нефть								
Остаток выше 490 °C	11,1	0,9034	36,33	22,81	57*	290	0,20	1,90
Гойткортская нефть								
Мазут топочный 100	51,3	0,9078	2 17	2,02	35	—	0,18	4,22
Остаток								
выше 350 °C	51,3	0,9078	2,17	2,02	35	—	0,18	4,22
» 500 °C	22,4	0,9656	—	14,6	43*	—	0,52	10,86

* Температура размягчения.

187. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Ахловская нефть							
350	51,6	0,9428	—	35	0,44	9,03	—
450	37,2	0,9770	—	45	0,51	13,00	—
500	27,3	1,0081	—	49*	0,58	16,75	—
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)							
350	40,5	0,9310	2,83	35	0,42	6,40	—
450	27,6	0,9678	8,25	44	0,44	9,90	—
500	23,2	0,9754	—	45*	0,48	11,85	—
Алиюртская нижнемеловая нефть							
350	33,4	0,9188	2,82	31	0,30	3,06	—
450	19,0	0,9404	8,86	42	0,38	5,20	—
490	12,2	0,9610	29,78	41	0,40	8,54	—
Эльдаровская нефть							
350	32,2	0,9177	3,02	32	0,23	3,35	—
450	18,8	0,9399	9,46	38	0,31	5,99	—
500	10,6	0,9630	48,60	39	0,36	10,06	0,00027
Нефть месторождения Гора Орлиная							
350	30,0	0,8983	1,49	27	0,23	1,79	—
480	12,2	0,9505	—	43	0,26	6,47	—
500	8,7	0,9615	—	49	0,37	8,12	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть							
350	29,3	0,8946	1,73	33	0,16	1,61	—
450	16,2	0,9210	3,05	43	0,22	3,12	—
500	10,6	0,9420	6,84	55	0,26	5,62	—
Старогрозненская нефть							
350	34,0	0,9128	1,80	29	0,17	3,25	—
450	18,8	0,9421	3,92	42	0,25	5,45	—
500	10,1	0,9737	—	56*	0,28	11,03	—
Брагунская нефть							
350	32,1	0,9058	1,83	31	0,18	2,25	0,00012
450	15,8	0,9289	3,53	40	0,24	4,45	—
490	8,9	0,9492	8,46	41	0,26	7,20	0,00016

* Температура размягчения.

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)							
340	43,2	0,9460	4,10	34	—	8,35	—
500	17,4	1,0192	—	54*	—	23,20	—
Заманкульская юрская нефть							
350	31,5	0,9084	1,34	29	0,41	2,16	—
450	15,7	0,9416	4,15	40	0,45	4,54	—
500	7,5	0,9624	8,85	38	0,59	8,85	—
Карабулак-ачалукская майкопская нефть							
350	45,2	0,9149	2,35	37	0,26	4,36	—
500	22,0	0,9979	—	51*	0,35	10,50	—
Карабулак-ачалукская нижнемеловая нефть							
350	35,2	0,9292	2,28	31	0,19	6,8	—
500	12,7	0,9982	—	40	0,34	16,9	—
Серноводская нефть							
350	33,0	0,9027	1,80	33	0,30	2,40	0,00014
450	17,4	0,9253	3,96	43	0,33	4,59	—
490	11,1	0,9497	9,11	43	0,38	7,95	0,00044
Октябрьская нефть							
350	33,5	0,8831	1,50	30	0,10	1,35	—
450	16,5	0,9118	2,88	49	0,15	3,46	—
500	9,5	0,9360	6,97	53*	0,25	6,40	—
Беноийская нефть							
490	11,1	0,9034	22,81	57*	0,20	1,90	—
Гойткортская нефть							
350	51,3	0,9078	2,02	35	0,18	4,22	—
500	22,4	0,9656	14,6	43*	0,52	10,86	—

* Температура размягчения.

188. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Ахловская нефть											
28—200	23,5	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	8,0	1,4390—1,4431	84	1,4948—1 5300	9	1,5452—1,5840	7	—	—	16	—
250—300	7,4	1,4430—1,4619	82	1,5075—1,5230	8	1,5388—1,5885	10	—	—	18	—
300—350	8,8	1,4478—1,4863	77	1,5003—1,5265	9	1,5320—1,5863	5	1,6000—1,6065	8	22	1
350—400	6,0	1,4454—1,4730	71	1,4920—1,5275	11	1 5320—1,5817	6	1,5923—1,6332	9	26	3
400—450	8,4	1,4517—1,4870	67	1,4970—1,5250	12	1,5332—1,5892	9	1,5975—1,6380	7	28	5
450—500	9,9	1,4605—1,4948	62	1,5052—1,5290	12	1,5321—1,5890	10	1,5920—1,6300	10	32	6
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)											
28—200	30,4	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	7,1	1,4398—1,4448	83	1,4908—1,5117	7	1,5412—1,5858	10	—	—	17	—
250—300	12,6	1,4423—1,4526	80	1,4960—1,5060	7	1,5531—1,5882	13	—	—	20	—
300—350	8,9	1 4505—1,4891	76	1,4970—1,5101	7	1,5395—1,5851	8	1,6043—1,6133	8	23	1
350—400	6,3	1,4598—1,4750	71	1,4929—1,5250	10	1,5323—1,5813	4	1,5930—1,6525	13	27	2
400—450	6,6	1,4373—1,4800	69	1,4901—1,5299	11	1,5341—1,5745	6	1,5901—1,6541	11	28	3
450—500	4,4	1,4730—1,4840	63	1,4921—1,5261	12	1,5355—1,5824	8	1,5901—1,6480	13	33	4
Алиюртская нижнемеловая нефть											
28—200	33,8	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	11,5	1 4378—1,4458	82	1,4952—1,5048	8	1,5458—1,5725	10	—	—	18	—
250—300	9,8	1,4455—1,4540	80	1,4911—1,5190	7	1,5430—1,5832	8	1,5913	5	20	—
300—350	11,2	1,4500—1,4675	78	1,4988—1,5016	2	1,5466—1,5826	10	1,5904—1,5930	9	21	1
350—400	7,0	1,4550—1,4890	76	1,4925—1,5290	9	1,5330—1,5740	5	1,5925—1,6375	9	23	1
400—450	7,4	1,4502—1,4890	74	1,4990—1,5290	10	1,5330—1,5868	6	1,5960—1,6402	8	24	2
450—500	8,5	1,4605—1,4882	67	1,4990—1,5295	13	1,5311—1,5895	8	1,5930—1,6664	8	29	4

Эльдаровская нефть

28—200	35,2	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	10,8	1,4385—1,4420	87	1,4982—1,5165	6	1,5840	4	1,5920—1,6020	3	13	—
250—300	9,5	1,4450—1,4580	83	1,5120—1,5297	6	1,5368—1,5828	4	1,5955—1,6032	7	17	—
300—350	10,6	1,4515—1,4630	78	1,5000—1,5255	6	1 5340—1,5794	6	1,6113—1,6302	9	21	1
350—400	5,7	1,4440—1,4712	78	1,4960—1,5300	9	1,5405—1,5763	4	1,6035—1,6400	8	21	1
400—450	7,7	1,4532—1,4850	75	1,5010—1,5270	9	1,5410—1,5890	5	1,6010—1,6670	8	22	3
450—500	8,2	1,4615—1,4890	71	1,4995—1,5300	11	1,5390—1,5892	6	1,6015—1 6790	9	26	3

Нефть месторождения Гора Орлиная

28—200	38,0	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	11,4	1,4363—1,4440	87	1,5082—1,5142	8	1,5340—1,5875	3	1,5968—1,5975	2	13	—
250—300	10,6	1,4453—1,4448	81	1,5030—1,5150	6	1,5481—1,5880	7	1,5975—1,6035	6	19	—
300—350	9,4	1,4515—1,4593	81	1,4931—1 5252	6	1,5560—1,5763	6	1,5920—1,6037	7	19	—
350—400	7,5	1,4451—1,4710	78	1,4963—1,5282	8	1,5381—1,5890	5	1,6068—1,6363	8	21	1
400—450	7,7	1,4554—1,4865	75	1,5025—1,5223	7	1,5313—1,5874	6	1,6068—1,6450	9	22	3
450—500	6,1	1,4602—1,4879	72	1,5025—1,5238	9	1,5310—1,5850	6	1,5922—1,6055	10	25	3

Хаянкортская нижнемеловая нефть

28—200	39.0	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	11,0	1,4342—1,4410	86	1,4940—1,5191	6	1,5350—1,5765	5	1,5985—1,6012	3	14	—
250—300	11,0	1,4441—1,4830	84	1,5151—1,5200	6	1,5310—1,5855	5	1,5938—1,6020	5	16	—
300—350	9,5	1,4515—1,4799	84	1,5053—1,5195	4	1,5300—1,5860	6	1,5910—1,6300	6	16	—
350—400	6,5	1,4513—1,4845	82	1,4970—1,5290	8	1,5321—1,5875	4	1,5902—1,6295	5	17	1
400—450	6,6	1,4590—1,4899	78	1,4932—1,5282	9	1,5335—1,5875	5	1,5970—1,6295	6	20	2
450—500	5,6	1,4653—1,4881	76	1,4930—1,5270	8	1,5305—1,5810	5	1,5922—1,6300	7	20	4

Старогрозненская нефть

28—200	35,8	—	84	—	—	—	—	—	—	16	—
200—250	10,2	1,4398—1,4465	87	1,4910—1,5124	7	1,5710—1,5873	4	1,5955	2	13	—
250—300	10,1	1,4408—1,4622	85	1 4958—1,5168	8	1,5339—1,5814	3	1,5953—1,5968	3	14	1
300—350	10,9	1,4440—1,4641	80	1,4944—1,5185	8	1,5681	4	1,6034—1,6191	7	19	1
350—400	7,5	1,4471—1,4692	75	1,4911—1,5284	10	1,5320—1,5849	5	1,6031—1,6270	8	23	2
400—450	7,7	1,4612—1,4690	72	1,4916—1,5289	13	1,5475—1,5811	4	1,6058—1,6320	8	25	3
450—500	8,7	1,4640—1,4695	65	1,4913—1,5290	14	1,5442—1,5838	6	1,5900—1,6340	10	30	5

Продолжение табл. 188

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Брагунская нефть											
28—200	32,8	—	84	—	—	—	—	—	—	16	—
200—250	12,7	1,4364—1,4470	86	1,4940—1,5210	10	1,5325—1,5820	4	—	—	14	—
250—300	10,8	1,4450—1,4820	80	1,5000—1,5243	9	1,5320—1,5840	3	1,5983—1,6010	7	19	1
300—350	10,9	1,4500—1,4740	79	1,4948—1,5230	8	1,5682	2	1,6052—1,6230	10	20	1
350—400	8,3	1,4560—1,4883	77	1,4980—1,5273	7	1,5308—1,5818	5	1,5930—1,6500	10	22	1
400—450	8,0	1,4655—1,4815	76	1,4958—1,5280	8	1,5329—1,5770	4	1,5900—1,6584	10	22	2
450—490	6,9	1,4710—1,4890	66	1,5010—1,5270	9	1,5310—1,5830	7	1,5910—1,6968	15	31	3
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)											
28—200	29,3	—	92	—	—	—	—	—	—	8	—
200—250	10,3	1,4345—1,4590	86	1,4918—1 5070	5	1,5415—1,5715	9	—	—	14	—
250—300	6,3	1,4434—1,4810	83	1,4982—1,5220	7	1,5333—1,5862	5	1,5920—1,5968	5	17	—
300—350	10,1	1,4455—1,4688	78	1,4920—1,5150	7	1,5578—1,5780	8	1,5910—1,5965	7	22	—
350—400	7,0	1 4575—1,4722	75	1,4905—1,5080	7	1,5400—1,5745	7	1,5920—1,5970	10	24	1
400—450	7,4	1,4696—1,4870	75	1,4982—1,5290	9	1,5388—1,5880	7	1,5970—1,6603	7	23	2
450—500	10,3	1,4774—1,4886	64	1,4975—1,5208	13	1,5325—1,5885	9	1,5947—1,6460	11	33	3
Заманкульская юрская нефть											
28—200	30,3	—	78	—	—	—	—	—	—	22	—
200—250	14,0	1,4335—1,4810	78	1,4980—1,5241	12	1,5460—1,5855	6	1,5920	4	22	—
250—300	12,0	1,4425—1,4653	78	1,5008—1,5235	10	1,5332—1,5790	6	1,5930	6	22	—
300—350	12,0	1,4500—1,4640	74	1,4910—1,5270	13	1,5355—1,5480	2	1,6198	9	24	2
350—400	6,5	1,4865	68	1,4965—1,5265	12	1,5305—1,5845	7	1 6005	10	29	3
400—450	9 3	1,4785	67	1,4940—1,5300	13	1,5368—1,5825	6	1,5950	11	30	3
450—500	8,2	1,4838	59	1,4963—1,5290	15	1,5363—1,5871	13	1,6140	10	38	3

Карабулак-ачалукская верхнемеловая нефть											
28—200	33,3	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	10,8	1,4358—1,4785	84	1,4998—1,5179	5	1,5472—1,5686	11	—	—	15	—
250—300	8,7	1,4328—1,4863	81	1,5028—1,5076	2	1,5335—1,5749	17	—	—	19	—
300—350	10,2	1,4452—1,4630	80	1,4985—1,5050	3	1,5489—1,5825	17	—	—	20	—
350—400	8,4	1,4609—1,4849	78	1,4962—1,5178	8	1,5379—1,5810	7	—	6	21	1
400—450	7,5	1,4448—1,4852	76	1,4963—1,5178	7	1,5338—1,5840	7	—	8	22	2
450—500	6,7	1,4709—1,4858	68	1,4910—1,5173	11	1,5320—1,5850	8	—	11	30	2
Карабулак-ачалукская майкопская нефть											
28—200	28,3	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	9,6	1,4328—1,4430	83	1,4900—1,5230	10	1,5300—1,5750	7	—	—	17	—
250—300	8,1	1,4382—1,4755	82	1,4968—1,5220	8	1,5300—1,5880	6	1,5925	4	18	—
300—350	7,3	1,4450—1,4869	80	1,4910—1,5055	9	1,5680—1,5810	5	1,6010—1,6040	6	20	—
350—400	8,3	1,4560—1,4740	76	1,4990—1,5285	11	1,5350—1,5872	5	1,5960—1,6350	8	24	—
400—450	9,5	1,4622—1,4862	70	1,4920—1,5200	12	1,5358—1,5810	10	1,5960—1,6433	7	29	1
450—500	5,4	1,4640—1,4810	66	1,4930—1,5295	13	1,5345—1,5870	11	1,5974—1,6588	8	32	2
Серноводская нефть											
28—200	33,4	—	84	—	—	—	—	—	—	16	—
200—250	11,9	1,4368—1,4855	88	1,5082	1	1,5318—1,5660	11	—	—	12	—
250—300	10,2	1,4440—1,4860	81	1,4980—1,5135	7	1,5465—1,5860	8	1,5925—1,5930	4	19	—
300—350	11,0	1,4490—1,4650	80	1,4925—1,5058	5	1,5432—1,5803	6	1,5990—1,6040	8	19	1
350—400	4,9	1,4482—1,4850	76	1,4992—1,5270	8	1,5310—1,5808	4	1,5912	10	22	2
400—450	10,7	1,4630—1,4880	72	1,4972—1,5295	10	1,5330—1,5855	5	1,5950—1,6100	10	25	3
450—490	6,3	1,4745—1,4860	72	1,4910—1,5278	9	1,5315—1,5800	6	1,5940—1,6340	10	25	3
Октябрьская нефть											
28—200	30,0	—	82	—	—	—	—	—	—	18	—
200—250	12,3	1,4350—1,4890	85	1,4956—1,5067	6	1,5328—1,5749	9	—	—	15	—
250—300	12,5	1,4460—1,4892	85	1,4940—1,5141	5	1,5752—1,5832	10	—	—	15	—
300—350	11,5	1,4552—1,4885	85	1,4990—1,5120	4	1,5625—1,5900	4	1,6020	7	15	—

Продолжение табл. 188

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
350—400	6,5	1,4466—1,4895	85	1,4985—1,5284	5	1,5328—1,5870	3	1,6530	7	15	—
400—450	10,5	1,4518—1,4865	81	1,4960—1,5300	5	1,5378—1,5865	3	1,6605	9	18	1
450—500	7,0	1,4600—1,4863	78	1,4943—1,5262	3	1,5380—1,5885	6	1,6670	9	20	2
Бенойская нефть											
28—200	27,0	—	81	—	—	—	—	—	—	19	—
200—250	10,5	1,4300—1,4880	89	1,5140	6	1,5318—1,5370	5	—	—	11	—
250—300	12,0	1,4412—1,4820	88	1,5200	2	1,5440—1,5632	10	—	—	12	—
300—350	12,8	1,4458—1,4790	87	1,4900—1,5248	3	1,5522—1,5642	10	—	—	13	—
350—400	7,2	1,4590	83	1,4927—1,5295	5	1,5492—1,5305	5	1,5963—1,6089	6	16	1
400—450	11,8	1,4608	82	1,4926—1,5200	5	1,5410—1,5800	6	1,5920—1,6268	6	17	1
450—490	7,2	1,4668	80	1,4961—1,5154	6	1,5394—1,5892	6	1,5940—1,6059	7	19	1
Гойткортская нефть											
28—200	20,3	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	8,2	1,4330—1,4450	92	1,5000—1,5202	6	1,5352—1,5858	2	—	—	8	—
250—300	11,2	1,4408—1,4610	80	1,4950—1,5238	8	1,5350—1,5750	5	1,5920—1,6080	7	20	—
300—350	8,5	1,4470—1,4678	81	1,4900—1,5265	9	1,5395—1,5720	4	1,5958—1,6148	6	19	—
350—400	7,7	1,4532—1,4893	83	1,5048—1,5280	6	1,5400—1,5878	4	1,5930—1,6442	6	16	1
400—450	10,4	1,4600—1,4837	76	1,4986—1,5300	11	1,5424—1,5840	6	1,5915—1,6545	6	23	1
450—500	10,8	1,4680—1,4888	70	1,4990—1,5260	14	1,5350—1,5850	8	1,5923—1,6470	6	28	2

189. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Ахловская нефть		
350—400	22,0	42
400—450	25,6	46
450—500	15,2	62
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)		
350—400	18	37
400—450	17	48
450—500	12	60
Алиюртская нижнемеловая нефть		
350—400	—	—
400—450	19,7	45
450—500	15,9	60
Эльдаровская нефть		
350—400	19,0	42
400—450	20,0	49
450—500	12,3	61
Нефть месторождения Гора Орлиная		
350—400	23,2	38
400—450	20,3	49
450—500	15,2	58
Хаянкортская нижнемеловая нефть		
350—400	24,6	39
400—450	20,7	50
450—500	16,4	58
Старогрозненская нефть		
350—400	19,0	41
400—450	20,0	49
450—500	14,0	61
Брагунская нефть		
350—400	18,5	42
400—450	18,5	50
450—500	16,5	62
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)		
350—400	19	41
400—450	20	50
450—500	14	58
Заманкульская юрская нефть		
350—400	18,4	42
400—450	19,0	51
450—500	12,5	59
Серноводская нефть		
350—400	20,0	39
400—450	19,0	48
450—500	16,0	59
Октябрьская нефть		
350—400	29,8	39
400—450	20,6	51
450—500	17,1	60
Бенойская нефть		
350—400	23,5	36
400—450	19,5	53
450—490	19,2	60

190. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Ахловская нефть										
200—250	0,8164	1,4550	175	9	34	43	57	0,22	0,72	0,94
250—300	0,8402	1,4692	210	15	29	44	56	0,38	0,78	1,16
300—350	0,8490	1,4740	250	15	26	41	59	0,43	0,86	1,29
350—400	0,8692	1,4862	280	17	24	41	59	0,59	0,98	1,57
400—450	0,8900	1,4965	320	17	25	42	58	0,76	1,20	1,96
450—500	0,9127	1,5080	400	18	28	46	54	0,90	1,90	2,80
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)										
200—250	0,8210	1,4568	172	11	37	48	52	0,29	0,74	1,03
250—300	0,8377	1,4670	210	13	31	44	56	0,33	0,86	1,19
300—350	0,8599	1,4789	260	14	28	42	58	0,45	1,05	1,50
350—400	0,8765	1,4890	280	18	26	44	56	0,59	1,15	1,74
400—450	0,8942	1,5029	358	22	16	38	62	0,97	1,00	1,97
450—500	0,9092	1,5123	398	24	15	39	61	1,22	1,09	2,31
Алиюртская нижнемеловая нефть										
200—250	0,8152	1,4510	172	10	34	44	56	0,21	0,73	0,94
250—300	0,8348	1,4650	205	12	32	44	56	0,29	0,85	1,14
300—350	0,8509	1,4740	245	13	29	42	58	0,39	0,98	1,37
350—400	0,8708	1,4850	280	15	27	42	58	0,52	1,16	1,68
400—450	0,8880	1,4950	340	16	26	42	58	0,69	1,37	2,06
450—500	0,9068	1,5060	430	18	23	41	59	0,96	1,70	2,66
Эльдаровская нефть										
200—250	0,8114	1,4528	172	11	39	50	50	0,22	0,65	0,87
250—300	0,8308	1,4700	205	16	34	50	50	0,36	0,73	1,09
300—350	0,8514	1,4765	250	16	28	44	56	0,56	0,71	1,27
350—400	0,8727	1,4870	280	17	28	45	55	0,58	1,09	1,67
400—450	0,8885	1,4944	352	15	28	43	57	0,66	1,49	2,15
450—500	0,9068	1,5045	420	16	28	44	56	0,86	1,89	2,75
Нефть месторождения Гора Орлиная										
200—250	0,8140	1,4528	170	10	17	27	73	0,19	0,39	0,58
250—300	0,8386	1,4688	202	16	29	45	55	0,39	0,74	1,13
300—350	0,8455	1,4722	243	15	25	40	60	0,40	0,80	1,20
350—400	0,8641	1,4830	275	16	24	40	60	0,55	0,94	1,49
400—450	0,8829	1,4920	360	16	21	37	63	0,70	1,26	1,96
450—500	0,9018	1,5028	410	18	23	41	59	0,91	1,62	2,53

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Хаянкортская нижнемеловая нефть										
200—250	0,8047	1,4496	175	9	25	34	66	0,20	0,56	0,76
250—300	0,8295	1,4618	210	10	31	41	59	0,24	0,83	1 07
300—350	0,8 50	1,4708	253	12	28	40	60	0,35	0,92	1,27
350—400	0,8612	1,4786	280	12	28	40	60	0,41	1,17	1,58
400—450	0 8766	1,4860	360	12	29	41	59	0,48	1,56	2,04
450—500	0,8942	1,4955	410	13	28	41	59	0,63	1,92	2,55
Старогрозненская нефть										
200—250	0,8095	1 4524	173	11	27	38	62	0,23	0,59	0,82
250—300	0,8284	1,4688	208	16	27	43	57	0,39	0,73	1,12
300—350	0,8464	1,4780	249	14	25	39	61	0,43	0,79	1,22
350—400	0,8670	1,4848	288	16	23	39	61	0,57	0,97	1,54
400—450	0,8812	1,4930	360	15	23	38	62	0,68	1,34	2,02
450—500	0,9015	1,5033	420	17	22	39	61	0,91	1,59	2,50
Брагунская нефть										
200—250	0,8079	1,4505	170	9	30	39	61	0,19	0,66	0,85
250—300	0,8357	1,4658	207	12	32	44	56	0,31	0,83	1,14
300—350	0,8512	1,4748	250	14	26	40	60	0,43	0,88	1,31
350—400	0,8674	1,4830	280	15	27	42	58	0,50	1,14	1,64
400—450	0,8819	1,4909	318	15	27	42	58	0,60	1,35	1,95
450—490	0,8995	1,5005	420	15	25	40	60	0,80	1,77	2,57
Заманкульская верхнемеловая нефть (смесь)										
200—250	0,8070	1,4500	168	9	31	40	60	0,19	0,65	0,84
250—300	0,8312	1,4638	210	12	38	40	60	0,30	0,76	1,06
300—350	0,8179	1,4730	240	14	28	42	58	0,40	0,96	1,36
350—400	0,8655	1,4806	283	12	25	37	63	0,55	0,98	1,53
400—450	0,8805	1,4922	317	17	22	39	61	0,69	1,12	1,81
450—500	0,9028	1,5046	412	19	21	40	60	0,95	1,52	2,47
Заманкульская юрская нефть										
200—250	0,8103	1,4540	173	13	23	36	64	0,27	0,52	0,79
250—300	0,8362	1,4681	202	16	27	43	57	0,40	0,67	1,07
300—350	0,8574	1,4794	250	17	24	41	59	0,50	0,89	1,39
350—400	0,8768	1,4907	290	18	23	41	59	0,67	1,02	1,69
400—450	0,8890	1,4965	360	17	22	39	61	0,76	1,31	2,07
450—500	0,9101	1,5072	420	18	25	43	57	0,94	1,82	2,76

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Карабулак-ачалукская верхнемеловая нефть										
200—250	0,8118	1,4530	168	11	31	42	58	0,23	0,66	0,89
250—300	0,8316	1,4630	200	12	33	45	55	0,27	0,84	1,11
300—350	0,8418	1,4690	250	11	29	40	60	0,34	0,88	1,22
350—400	0,8633	1,4816	300	14	25	38	62	0,51	1,06	1,57
400—450	0,8803	1,4888	400	12	25	37	63	0,58	1,57	2,15
450—500	0,9130	1,5012	435	10	39	49	51	0,59	2,81	3,40
Серноводская нефть										
200—250	0,8114	1,4535	172	12	27	39	61	0,24	0,61	0,85
250—300	0,8341	1,4662	203	16	26	42	58	0,33	0,77	1,10
300—350	0,8446	1,4715	254	13	27	40	60	0,39	0,83	1,22
350—400	0,8634	1,4825	280	16	23	39	61	0,54	0,96	1,50
400—450	0,8809	1,4904	347	14	26	40	60	0,60	1,38	1,98
450—490	0,8980	1,4993	410	15	26	41	59	0,71	1,64	2,35
Октябрьская нефть										
200—250	0,8097	1,4492	173	6	37	43	57	0,10	0,80	0,90
250—300	0,8372	1,4632	204	8	43	51	49	0,18	0,82	1,00
300—350	0,8486	1,4695	242	8	36	44	56	0,22	1,24	1,46
350—400	0,8588	1,4778	280	12	27	39	61	0,44	1,09	1,53
400—450	0,8713	1,4850	360	14	21	35	65	0,54	1,26	1,80
450—490	0,8872	1,4945	440	15	21	36	64	0,75	1,55	2,30
Бенойская нефть										
200—250	0,7984	1,4458	172	8	24	32	68	0,15	0,56	0,71
250—300	0,8251	1,4608	208	11	25	36	64	0,28	0,67	0,95
300—350	0,8371	1,4682	255	12	25	37	63	0,36	0,68	1,04
350—400	0,8511	1,4745	280	12	25	37	63	0,42	0,94	1,36
400—450	0,8674	1,4815	330	12	25	37	63	0,51	1,26	1,77
450—490	0,8874	1,4920	390	12	28	40	60	0,57	1,76	2,33
Гойткортская нефть										
200—250	0,7995	1,4467	173	8	24	32	68	0,17	0,53	0,70
250—300	0,8268	1,4619	215	12	23	35	65	0,29	0,67	0,96
300—350	0,8324	1,4640	260	8	24	32	68	0,25	0,63	0,88
350—400	0,8504	1,4740	283	11	25	36	64	0,40	0,91	1,31
400—450	0,8712	1,4841	358	11	25	36	64	0,49	1,37	1,86
450—500	0,8974	1,4980	412	14	27	41	59	0,70	1,89	2,59

191. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Ахловская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	14,4	0,8820	1.4935	325	12,66	3,71	92	25	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	78,5	11,3	0,9060	1,5052	325	17,73	4,35	46,3	—25	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,3	6,7	0,8600	1,4720	345	13,07	3,85	104,8	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,6	8,5	0,8717	1,4797	340	13,70	3,96	104	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	68,2	9,8	0,8875	1,4909	330	14,80	4,11	91,3	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	75,3	10,8	0,9015	1,5017	325	15,85	4,20	74,4	—24	—
Фракция 450—500 °С	100,0	9,9	0,9132	1,5104	425	58,06	9,62	65,9	42	—
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	82,0	8,1	0,9343	1,5208	420	113 7	13,26	20	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,6	4,0	0,8853	1,4841	450	50,72	9,12	79	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,1	5,5	0,8958	1,4908	440	54,68	9,40	72,5	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	69,3	6,9	0,9125	1,5035	435	67,30	10,20	52,4	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	78,6	7,8	0,9271	1,5155	420	82,69	11,10	32,4	—21	—
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)										
Фракция 350—420 °С	100,0	7,7	0,8765	—	285	10,00	3,14	—	21	0,22
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	80,4	6,2	0,8966	1,5000	290	12,12	3,80	—	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	52,3	4,0	0,8513	1,4680	330	9,51	3,16	110	—24	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	59,2	4,6	0,8620	1,4718	320	10,50	3,34	104	—24	0,02
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,3	5,1	0,8713	1,4818	310	11,04	3,36	84	—24	0,18

Продолжение табл. 191

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %. на фракцию	Выход, %. на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Фракция 420—450 °С	100,0	9,6	0,9004	—	380	29,8	6,85	—	34	0,32
Фракция 420—450 °С после депарафинизации	83,2	8,0	0,9166	1,5100	380	40,9	7,76	60	—14	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,1	4,5	0,8690	1,4778	400	23,74	5,92	100	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,4	5,2	0,8752	1,4795	390	24,20	6,04	96	—15	0,06
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,7	7,4	0,9099	1,5081	380	36,67	7,12	62,4	—15	0,23
Алиюртская нижнемеловая нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	14,4	0,8794	1,4902	320	12,84	3,78	100	25	0,20
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	78,6	11,3	0,9006	1,5012	320	15,92	4,13	60	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	53,8	7,8	0,8578	1,4708	330	12,24	3,77	118	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	63,2	9,2	0,8680	1,4780	325	13,05	3,82	100	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	64,7	9,8	0 8760	1,4835	320	13,25	3,84	98	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	70,5	10,6	0,8881	1,4920	300	14,06	3,97	92	—20	0,25
Фракция 450—490 °С	100,0	6,8	0,9060	1,5048	430	50,45	8,69	69	41	0,26
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	81	5,5	0,9226	1,51 0	415	83,21	11,61	47	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	49,3	3,4	0,8792	1,4808	440	40,98	8,29	96	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,8	4,2	0,8867	1,4860	440	43,81	8,66	93	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,6	4,6	0,8974	1,4940	435	49,53	9,08	83	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	74,5	5,1	0,9096	1,5048	430	57,42	9,80	75	—20	0,30

Эльдаровская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	13,4	0,8773	1,4895	285	10,50	3,30	—	21	0,18
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	82	11,0	0,8968	1,5000	290	13,06	2,63	55	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	62	8,3	0,8540	1 4685	308	10,41	3,33	106	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	69	9,2	0,8619	1,4750	305	11,04	3,41	95,3	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,3	9,8	0,8700	1,4802	295	11,52	3,46	85,3	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,0	10,7	0,8888	1,4942	290	12,60	3,61	72	—19	0,22
Фракция 450—500 °С	100,0	8,2	0,9098	1,5080	408	49,59	8,80	—	36	0,21
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	84,5	6,9	0,9230	1,5144	425	85,92	11,97	50,3	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,2	4,1	0,8765	1,4793	460	42,97	8,75	101	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,8	5,1	0,8854	1,4858	450	47,73	9,07	89,9	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	69,1	5,7	0,8933	1,4917	445	52,04	9,42	83,3	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,1	6,5	0,9108	1,5060	435	64,26	10,47	68,6	—23	0,25
Нефть месторождения Гора Орлиная										
Фракция 350—450 °С	100,0	15,2	0,8730	1,4872	300	10,48	3,35	106,9	20	0,18
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	79	12 0	0,8940	1,4983	310	12,93	3,66	70,8	—25	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	54,6	8,3	0,8538	1,4694	320	10,61	3,41	113,0	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,8	9,5	0,8618	1 4743	318	11,43	3,52	102,0	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	68,3	10,4	0,8714	1,4803	315	11,93	3,57	92,5	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	77,3	11,8	0,8896	1,4950	300	12,68	3,63	74,2	—23	0,19
Фракция 450—500 °С	100,0	6 1	0,9016	1,5020	425	46,28	8,78	83,2	41	0,23
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	81	4,9	0,9216	1,5114	440	78,93	11,66	60,5	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	49	3,0	0,8742	1,4794	480	40,90	8,37	99,1	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,3	3,7	0,8818	1,4840	460	43,17	8,71	99,0	—21	—

Продолжение табл. 191

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,2	4,0	0,8890	1,4884	455	45,27	8,91	95,6	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	76,9	4,7	0,9120	1,5050	430	59,62	10,13	76,6	—22	0,27
Хаянкортская нижнемеловая нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	13,1	0,8689	1,4823	320	12,01	3,68	112	23	0,16
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	78,4	10,3	0,8893	1,4910	318	15,06	4,19	96	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	55,7	7,3	0,8569	1,4703	320	11,91	3,79	132	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	65,6	8,6	0,8658	1,4760	320	12,50	3,83	120	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,7	9,2	0,8729	1,4812	319	13,32	3,89	104	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	76,4	10,2	0,8790	1,4858	318	14,30	4,07	100	—17	0,19
Фракция 450—490 °С	100,0	4,4	0,8918	1,4951	410	34,67	7,38	97	38	0,19
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	79,8	3,5	0,9088	1,5045	408	53,68	9,39	76	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	54,3	2,4	0,8725	1,4778	420	32,04	7,30	110	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	65,1	2,9	0,8806	1,4835	418	34,06	7,40	102	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,0	3,1	0,8880	1,4889	420	37,19	7,77	97	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	75,1	3,3	0,8997	1,4965	410	41,08	8,11	89	—15	0,22
Старогрозненская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	15,2	0,8804	1,4905	320	11,75	3,63	111	25	0,21
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	80,0	12,2	0,8965	1,5010	320	16,24	4,36	89	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	53,2	8,1	0,8580	1,4710	340	12,72	3,77	106	—19	—

Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	63,6	9,7	0,8665	1,4770	320	12,99	3,84	105	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	68,7	10,4	0,8756	1,4830	320	13,76	3,96	100	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	77,7	11,8	0,8933	1,4981	320	15,24	4,20	92,3	—21	0,24
Фракция 450—500 °С	100,0	8,7	0,9005	1,5010	430	46,06	8,79	88,4	43	0,25
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	81,0	7,1	0,9203	1,5135	420	78,12	11,40	55,5	—17	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,7	4,2	0,8740	1,4793	455	40,35	8,35	100,4	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,8	5,3	0,8826	1,4851	450	43,31	8,53	92,3	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,5	5,9	0,8911	1,4920	440	47,14	8,81	84	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	77,8	6,8	0,9115	1,5065	420	59,14	9,60	61,7	—17	0,28
Брагунская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	16,3	0,8753	1,4892	320	12,65	3,77	—	24	0,16
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	82,0	13,4	0,8935	1,4978	325	15,92	4,12	57,3	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	58,6	9,6	0,8561	1,4703	327	12,37	3,77	114	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	67,1	11,0	0,8644	1,4760	320	13,48	3,90	99	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	72,3	11,8	0,8759	1,4835	320	14,48	4,03	88	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,8	13,2	0,8900	1,4955	320	15,99	4,19	71	—18	0,21
Фракция 450—490 °С	100,0	6,9	0,8995	1,5005	420	43,61	8,46	—	41	0,23
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	82,0	5,7	0,9152	1,5115	427	66,36	10,81	74	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	52,2	3,6	0,8716	1,4783	447	37,50	8,00	104	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,2	4,3	0,8800	1,4835	445	41,37	8,54	101	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	69,6	4,8	0,8914	1,4920	440	47,68	9,32	97	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	77,5	5,4	0,9064	1,5050	440	56,18	10,15	88	—17	0,27

Продолжение табл. 191

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Заманкульская юрская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	15,8	0,8840	1,4943	320	13,23	4,05	—	25	0,33
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	83,2	13,0	0,8970	1,5030	320	17,32	4,41	66,5	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,3	7,9	0,8545	1,4700	335	12,97	3,92	124,0	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,3	9,8	0,8653	1,4790	330	13,76	3,96	101,0	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,2	10,2	0,8680	1,4810	330	14,50	4,09	97,0	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	76,0	12,0	0,8807	1,4908	330	15,80	4,23	81,0	—22	0,38
Фракция 450—490 °С	100,0	5,7	0,9070	1,5079	430	53,35	9,82	90,0	38	0,37
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	87,1	4,8	0,9237	1,5206	425	77,65	11,81	65,0	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,0	2,6	0,8698	1,4772	460	36,20	8,21	116,5	—14	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,7	3,4	0,8785	1,4838	450	40,85	8,54	104,0	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,1	3,7	0,8871	1,4900	445	44,60	8,94	99,0	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	74,1	4,1	0,8999	1,5001	440	49,70	9,48	93,0	—16	0,41
Серноводская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	15,6	0,8710	1,4864	320	10,44	3,37	—	23	0,18
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	79,9	12,5	0,8922	1,4985	315	15,57	4,19	—	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	55,6	8,7	0,8543	1,4700	340	12,25	3,76	116	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	65,3	10,2	0,8640	1,4769	320	13,03	3,90	113,8	—16	—

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	69,8	10,9	0,8712	1,4818	330	13,58	4,00	111,6	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	78,6	12,3	0,8889	1,4965	330	14,39	4,10	102	—17	0,23
Фракция 450—490 °С	100,0	6,3	0,8980	1,4974	410	39,20	7,94	—	40	0,23
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	80,6	5,1	0,9145	1,5115	425	60,48	9,97	—	—23	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	52,5	3,3	0,8723	1,4786	448	36,68	7,98	107	—14	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,0	3,9	0,8796	1,4845	446	39,34	8,26	103	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,1	4,2	0,8850	1,4888	445	42,56	8,54	96	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	74,6	4,7	0,9019	1,5013	440	50,05	9,14	81,7	—17	0,27

Октябрьская нефть

Фракция 350—450 °С	100,0	17,0	0,8659	1,4822	310	10,96	3,58	—	26	0,10
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	70,5	12,0	0,8990	1,4995	320	15,16	4,04	—	—27	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	51,5	8,7	0,8548	1,4695	330	11,97	3,71	117	—24	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,0	9,9	0,8625	1,4749	320	12,62	3,71	93,5	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	59,7	10,1	0,8670	1,4780	320	12,91	3,75	89	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	66,0	11,2	0,8851	1,4900	310	13,74	3,87	84,5	—26	0,15
Фракция 450—490 °С	100,0	6,0	0,8877	1,4925	420	34,58	7,63	—	43	0,12
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	72,2	4,3	0,9023	1,5022	430	54,92	9,30	—	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	53,5	3,2	0,8640	1,4752	455	33,01	7,63	114	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	59,0	3,5	0,8700	1,4802	440	34,45	7,77	111	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	61,7	3,7	0,8750	1,4828	440	36,57	7,90	105	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	67,5	4,0	0,8873	1,4911	440	40,07	8,25	98	—15	0,18

192. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Температура отбора, °С	Выход гача, % на фракцию	Выход гача, % на нефть	Температура плавления гача, °С
Ахловская нефть			
350—450	21,5	3,1	46
450—500	18,0	1,8	58
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)			
350—420	19,5	1,5	45
420—500	16,6	1,6	55
Алиюртская нижнемеловая нефть			
350—450	21,4	3,1	47
450—490	19,0	1,3	56
Эльдаровская нефть			
350—450	18	2,4	44
450—500	15,5	1,3	58
Нефть месторождения Гора Орлиная			
350—450	21	3,2	45
450—500	19	1,2	57
Хаянкортская нижнемеловая нефть			
350—450	21,6	2,8	45
450—500	20,2	0,9	54
Старогрозненская нефть			
350—450	20,0	3,0	46
450—500	19,0	1,6	59
Брагунская нефть			
350—450	18,0	2,9	46
450—490	18,0	1,2	57
Заманкульская юрская нефть			
350—450	16,8	2,6	43
450—490	12,9	0,7	57
Серноводская нефть			
350—450	20,1	3,1	46
450—490	19,4	1,2	56
Октябрьская нефть			
350—450	29,5	5,0	45
450—490	27,8	1,7	58
Гойткортская нефть			
350—420	25,3	3,2	43
420—500	20,0	3,2	56

193. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Ахловская нефть							
Фракция 350—450 °С	18	22	40	60	0,71	1,11	1,82
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	29	49	51	0,81	1,52	2,38
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	40	40	60	0	1,93	1,93
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводороров	5	37	42	58	0,20	1,89	2,09
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	34	46	54	0,50	1,74	2,24
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	30	48	52	0,73	1,58	2,31
Фракция 450—500 °С	20	23	43	57	1,05	1,69	2,74
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	22	28	50	50	1,18	2,17	3,35

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Ахловская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	42	42	58	0	2,94	2,94
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	40	45	55	0,26	2,82	3,08
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	13	35	48	52	0,68	2,52	3,20
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	29	49	51	1,04	2,22	3,26
Алиюртская нижнемеловая нефть							
Фракция 350—450 °С	16	25	41	59	0,62	1,28	1,90
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	30	49	51	0,72	1,59	2,31
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	1,94	1,94
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	36	41	59	0,20	1,80	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	11	33	44	56	0,37	1,73	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	14	32	46	54	0,54	1,64	2,18
Фракция 450—490 °С	17	25	42	58	0,91	1,79	2,70
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	21	25	46	54	1,12	1,90	3,02
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	41	41	59	0	2,73	2,73
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	39	42	58	0,15	2,69	2,84
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	35	44	56	0,47	2,46	2,93
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	28	44	56	0,82	2,11	2 93
Эльдаровская нефть							
Фракция 350—450 °С	17	27	44	56	0,59	1,15	1,74
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	29	49	51	0,72	1,40	2,12
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	42	42	58	0	1,77	1,77
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	39	44	56	0,19	1,61	1,80
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	37	46	54	0,31	1,56	1,87
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	31	48	52	0,61	1,42	2,03
Фракция 450—500 °С	19	24	43	57	0 98	1,68	2,66
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	20	26	46	54	1,08	2,00	3,08

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Эльдаровская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	2,72	2,72
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	38	41	59	0,18	2,62	2,80
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	8	34	42	58	0,43	2,46	2,89
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	28	44	56	0,86	2,06	2,92
Нефть месторождения Гора Орлиная							
Фракция 350—450 °С	16	24	40	60	0,59	1,12	1,71
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	28	47	53	0,70	1,40	2,10
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	1,75	1,75
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	38	41	59	0,13	1,74	1,87
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	37	44	56	0,28	1,72	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	29	46	54	0,64	1,43	2,07
Фракция 450—500 °С	16	25	41	59	0,84	1,75	2,59
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	18	30	48	52	0,92	2,26	3,18
Н фтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	2,54	2,54
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	37	39	61	0,15	2,54	2,69
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	5	37	42	58	0,29	2,53	2,82
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	15	31	46	54	0,77	2,28	3,05
Хаянкортская нижнемеловая нефть							
Фракция 350—450 °С	12	28	40	60	0,47	1,34	1,81
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	15	31	46	54	0,63	1,57	2,20
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	40	40	60	0	1,87	1,87
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	38	42	58	0,14	1,84	1,98
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	37	44	56	0,28	1,75	2,03
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	11	34	45	55	0,40	1,70	2,10
Фракция 450—500 °С	13	27	40	60	0,68	1,75	2,43
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	16	30	46	54	0,82	2,08	2,90

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Хаянкортская нижнемеловая нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	2,46	2,46
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	37	41	59	0,15	2,40	2,55
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	35	42	58	0,35	2,30	2,65
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	11	34	45	55	0,58	2,24	2,82
Старогрозненская нефть							
Фракция 350—450 °С	15	26	41	59	0,61	1,29	1,90
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	25	45	55	0,79	1,33	2,12
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	40	40	60	0	1,86	1,86
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	37	41	59	0,16	1,81	1,97
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	8	35	43	57	0,32	1,76	2,08
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	27	44	56	0,70	1,41	2,11
Фракция 450—500 °С	17	22	39	61	0,91	1,59	2,50
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	21	25	46	54	1,07	1,89	2,96
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	2,53	2,53
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	35	39	61	0,23	2,43	2,66
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	30	40	60	0,50	2,18	2,68
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	27	43	57	0,88	2,05	2,93
Брагунская нефть							
Фракция 350—450 °С	16	22	38	62	0,64	1,10	1,74
Фракция 350—450 °С после депарафинизациии	18	27	45	55	0,72	1,41	2,13
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	1,82	1,82
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	36	41	59	0,16	1,74	1,90
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	34	44	56	0,43	1,62	2,05
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	28	45	55	0,66	1,43	2,09
Фракция 450—490 °С	15	25	40	60	0,80	1,77	2,57
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	20	22	42	58	1,10	1,70	2,80

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Брагунская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	36	36	64	0	2,45	2,45
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	35	38	62	0,17	2,43	2,60
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	8	32	40	60	0,50	2,21	2,71
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	25	41	59	0,92	1,84	2,76
Заманкульская юрская нефть							
Фракция 350—450 °С	18	23	41	59	0,72	1,16	1,88
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	22	21	43	57	0,88	1,15	2 03
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	1,78	1,78
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	30	38	62	0,32	1,50	1,82
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	29	39	61	0,39	1,47	1,86
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	15	25	40	60	0,63	1,32	1,95
Фракция 450—490 °С	20	19	39	61	1,08	1,44	2,52
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	26	15	41	59	1,44	1,29	2,73
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	2,48	2,48
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	32	37	63	0,30	2,23	2,53
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	30	39	61	0,50	2,12	2,62
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	15	25	40	60	0,78	1,90	2,68
Серноводская нефть							
Фракция 350—450 °С	15	22	37	63	0,59	1,09	1,68
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	24	44	56	0,78	1,26	2,04
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	1,77	1,77
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	34	40	60	0,23	1,62	1,85
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	32	41	59	0,36	1,58	1,94
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	24	42	58	0,73	1,27	2,00
Фракция 350—490 °С	13	30	43	57	0,65	2,00	2,65
Фракция 350—490 °С после депарафинизации	20	22	42	58	1,12	1,64	2,76

Исходная фракция и смесь углеводорода	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Серноводская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	36	36	64	0	2,50	2,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	32	37	63	0,27	2,24	2,51
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	29	38	62	0,45	2,09	2,54
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	15	26	41	59	0,80	1,92	2,72
Октябрьская нефть							
Фракция 350—450 °С	13	23	36	64	0,50	1,15	1,65
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	18	31	49	51	0,67	1,64	2,31
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	1,80	1,80
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	37	40	60	0,14	1,70	1,84
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	35	42	58	0,22	1,69	1,91
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	14	32	46	54	0,51	1,66	2,17
Фракция 450—490 °С	12	27	39	61	0,60	1,80	2,40
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	14	29	43	57	0,77	2,10	2,87
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	2,15	2,15
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	31	35	65	0,23	2,04	2,27
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	5	30	35	65	0,32	2,03	2,35
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	9	29	38	62	0,56	2,02	2,58

194. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)												
Остаток выше 500 °С	100,0	23,2	0,9754	—	—	—	—	—	—	—	45	0,47
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	41,4	9,6	0,8847	—	—	92,0	17,10	—	114	0,810	46	0,38
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	32,6	7,6	0,8973	—	560	116,0	17,39	6,6	82,6	0,827	—11	—
Алиюртская нижнемеловая нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	12,2	0,9610	—	—	—	86,07	—	—	—	41	0,40
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	39,9	4,9	0,9218	1,5098	610	337,2	34,40	6,9	95	0,845	—16	0,32
Эльдаровская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	10,6	0,9660	—	—	—	128,9	—	—	—	39	0,36
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов после депарафинизации	30,5	3,2	0,9141	1,5030	630	344,0	34,30	10	79	0,840	—16	—
Хаянкортская нижнемеловая нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	12,0	—	—	—	—	—	—	—	—	49	0,25
Нафтено-парафиновые, I, II, и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	46,6	5,6	0,9092	1,5013	610	232,5	27,55	8,4	87,5	0,837	—21	—

Старогрозненская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	10,1	—	—	—	—	—	—	—	—	56	0,28
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	14,2	1,4	0 8957	1,4888	655	204,4	26,63	7,7	96,1	0,815	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	29,8	3,0	0,9037	1,4953	650	235,2	29,09	8,1	94,6	0,826	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	44.5	4,5	0,9229	1,5084	635	447,2	40,86	10,9	79,8	0,846	—16	—
Брагунская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	8,9	0,9432	—	—	—	62,22	—	—	—	41	0,26
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов после депарафинизации	27,1	2,4	0 9131	1,5020	575	280,0	29,12	9,6	84,0	0,841	—16	—
Заманкульская юрская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	10,0	0,9559	—	—	—	55,64	—	—	—	42	0,54
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	51,0	5,1	0,9199	1,5100	600	288,5	29,95	9,0	77,0	0,850	—10	—
Серноводская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	11,0	0,9497	—	—	—	67,43	—	—	—	43	0,38
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	42,8	4,8	0,9050	1,4988	610	240,7	28,14	8,9	86,6	0,831	—17	—
Октябрьская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	10,5	0,9238	—	—	—	31,4	—	—	—	52	0,23
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	41,0	4,3	0,9057	1,5013	590	183,7	23,54	7,8	88	0,834	—17	—

195. Выход петролатума после депарафинизации смесей углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Смесь углеводородов	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)				
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	500	8,8	2,0	57
Алиюртская нижнемеловая нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	23,1	2,8	54
Эльдаровская нефть				
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов	500	27,4	2,9	59
Хаянкортская нижнемеловая нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	30,1	3,6	59
Старогрозненская нефть				
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	500	20,9	2,1	59
Брагунская нефть				
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов	490	35,4	3,2	52
Заманкульская юрская нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	15,6	1,5	61
Серноводская нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	18,0	2,0	63
Октябрьская нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	36	3,8	58

196. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Алиюртская нижнемеловая нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	13	30	43	57	1,91	2,30	4,2[1]
Эльдаровская нефть							
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов после депарафинизации	9	33	42	58	0,69	3,56	4,23
Брагунская нефть							
Нафтено-парафиновые, I и 50% II и III групп ароматических углеводородов после депарафинизации	9	35	44	56	0,62	3,43	4,05
Заманкульская юрская нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	15	27	42	58	1,06	2,87	3,93
Серноводская нефть							
Нафтено-парафиновые, I группа и 50% II и III групп ароматических углеводородов после депарафинизации	8	31	39	61	0,63	3,16	3,79
Октябрьская нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	11	28	39	61	0,80	2,73	3,5
Хаянкортская нижнемеловая нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	9	31	40	60	0,70	3,24	3,9
Старогрозненская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	38	38	62	0	3,94	3,9
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	5	36	41	59	0,35	3,76	4,11
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	11	33	44	56	0,85	3,68	4,53

197. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Малгобекская верхнемеловая нефть (смесь)										
350—420	7,7	0,8713	11,04	3,36	—	84	—	—24	66,3	5,1
420—500	9,6	0,9099	36,67	7,12	—	70,3	—	—15	76,7	7,4
Остаток выше 500	23,2	0,8973	116,0	17,39	6,67	82,6	0,827	—11	32,6	7,6
Алиюртская нижнемеловая нефть										
350—450	14,4	0,8712	13,25	3,84	—	98	—	—20	64,7	9,8
450—490	6,8	0,8974	49,53	9,08	—	83	—	—19	67,6	4,6
Остаток выше 490	12,2	0,9218	334,2	34,4	9,69	95	0,845	—16	39,9	4,9
Эльдаровская нефть										
350—450	13,4	0,8700	11,52	3,46	—	85,3	—	—17	73,3	9,8
450—500	8,2	0,8933	52,04	9,42	—	83,3	—	—20	69,1	5,7
Остаток выше 500	10,6	0,9141	344	34,30	10	79	0,840	—16	30,5	3,2
Нефть месторождения Гора Орлиная										
350—450	15,2	0,8714	11,93	3,57	—	92,5	—	—21	68,3	10,4
450—500	6,1	0,8890	45,27	8,91	—	95,6	—	—21	65,2	4,0

Хаянкортская нижнемеловая нефть										
350—450	13,1	0,8843	14,30	4,07	—	100	—	—17	76,4	10,2
450—500	4,4	0,8997	41,08	8,11	—	89	—	—15	75,1	3,3
Остаток выше 500	12,0	0,9092	232,5	27,55	8,4	87,5	0,837	—21	46,6	5,6
Старогрозненская нефть										
350—450	15,2	0,8933	15,24	4,20	—	92,3	—	—21	77,7	11,8
450—500	8,7	0,8911	47,14	8,81	—	84	—	—17	67,5	5,9
Остаток выше 500	10,1	0,9170	3,50	36,50	9,6	85	0,840	—16	40,6	4,1
Брагунская нефть										
350—450	16,3	0,8759	14,48	4,03	—	88	—	—18	72,3	11,8
450—490	6,9	0,9064	56,18	10,15	—	88	—	—17	77,5	5,4
Остаток выше 490	8,9	0,9131	280	29,12	9,6	84	0,841	—16	27,1	2,4
Заманкульская юрская нефть										
350—450	15,8	0,8698	14,50	4,09	—	97	—	—22	65,2	10,2
450—490	5,7	0,8999	49,70	9,48	—	93	—	—16	74,1	4,1
Остаток выше 490	10,0	0,9199	288,5	29,95	9,0	77	0,850	—18	51,0	5,1
Серноводская нефть										
350—450	15,6	0,8889	14,39	4,10	—	102	0,841	—17	78,6	12,3
450—490	6,3	0,8976	48,21	9,05	—	85	0,840	—17	89,0	5,6
Остаток выше 490	11,1	0,9050	240,7	28,14	8,9	86,6	0,831	—17	42,8	4,8
Октябрьская нефть										
350—450	17,0	0,8851	13,74	3,87	—	84,5	—	—26	66,0	11,2
450—490	6	0,8873	40,07	8,25	—	98	—	—15	67,5	4,0
Остаток выше 490	10,5	0,9057	183,7	23,54	7,8	88	0,834	—17	41,0	4,3

198. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5 П	$А+С_С$	$А+С_С-2,5$ П
	асфальтенов	смол силикателевых	парафина			
Ахловская	4,04	8,3	8,3	20,75	12,34	—8,41
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	1,35	5,06	7,0	17,5	6,41	—11,09
Алиюртская нижнемеловая	0,30	3,2	6,0	15	3,5	—11,5
Эльдаровская	0,54	3,42	7,0	17,5	3,96	—13,54
Месторождения Гора Орлиная	0,23	2,41	4,2	10,5	2,64	—7,41
Хаянкортская нижнемеловая	0,14	2,5	4,0	10	2,64	—7,36
Старогрозненская	0,58	3,27	9,6	24	3,85	—20,15
Брагунская	0,26	1,78	5,4	13,5	2,04	—10,46
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	2,84	4,87	7,6	19,0	7,71	—11,29
Заманкульская юрская	0,25	1,62	8,7	21,8	1,87	—19,8
Серноводская	0,36	2,17	6,9	17,25	2,53	—14,72
Октябрьская	0,23	3,72	6,6	16,50	3,95	—12,55
Бенойская	0,07	1,04	17,6	44,0	1,11	—16,50
ойткортская	1,78	4,50	8,1	20,25	6,28	—13,97

Примечание. Получать битумы из этих нефтей не рекомендуется.

199. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Ахловская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Малгобекская верхнемеловая (смесь)	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Алиюртская нижнемеловая	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Эльдаровская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Месторождения Гора Орлиная	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Хаянкортская нижнемеловая	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Старогрозненская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Брагунская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Заманкульская верхнемеловая (смесь)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Заманкульская юрская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Серноводская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Октябрьская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Гойткортская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$

200. Разгонка (ИТК) малгобекской верхнемеловой нефти (смеси) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,5	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—64	3,0	3,5	0,6558	1 3782	78	—	—	—	—	—
3	64—87	3,0	6,5	0,7350	1,4080	87	—	—	—	—	Следы
4	87—102	3,0	9,5	0,7235	1,4065	92	0,69	—	—	—	—
5	102—120	3,1	12,6	0,7505	1,4150	107	0,71	—	—	—	0,003
6	120—130	2,7	15,3	0,7454	1,4140	116	0,86	—	—	—78	—
7	130—140	2,6	17,9	0,7774	1,4358	120	0,90	—	—	—78	0,006
8	140—155	3,0	20,9	0,7615	1,4265	130	1,05	—	—	—82	—
9	155—167	3,1	24,0	0,7810	1,4365	135	1,15	—	—	—67	—
10	167—185	3,0	27,0	0,7895	1 4400	143	1 35	—	—	—69	0,007
11	185—196	3,0	30,0	0,8000	1,4455	152	1,65	—	—	—52	—
12	196—225	3,4	33,4	0,8020	1,4500	167	2,10	—	—	—31	—
13	225—240	3,4	36,8	0,8215	1,4585	175	2,55	—	—	—38	0,010
14	240—253	3,2	40,0	0,8325	1,4650	185	3,10	1,75	—	—31	—
15	253—261	2,8	42,8	0,8372	1,4665	195	3,75	2,03	—	—23	—
16	261—274	3,0	45,8	0,8420	1,4696	208	4,55	2,35	—	—18	0,016
17	274—290	3,1	48,9	0,8410	1,4618	215	6,15	2,80	1,52	—8	—
18	290—309	3,1	52,0	0,8430	1,4628	225	8,02	3,43	1,74	—2	—
19	309—334	3,0	55,0	0,8520	1,4750	245	10,27	4,20	1,90	3	0,165
20	334—346	3,0	58,0	0,8650	1,4819	260	13,68	5,35	2,31	7	—
21	346—365	3,0	61,0	0,8715	1,4860	280	—	6,91	2,78	14	—
22	365—380	3,2	64,2	0,8730	1,4868	305	—	9,05	3,52	22	0,208
23	380—390	2,7	66,9	0,8792	1,4900	335	—	11,76	4,86	28	0 230
24	390—430	3,0	69,9	0,8923	1,5040	360	—	15,08	5,58	30	—
25	430—450	2,5	72,4	0,8989	1,5087	385	—	21,00	6,98	33	—
26	450—500	4,4	76,8	0,9092	1,5123	398	—	44 88	8,29	38	0,240
27	Остаток	23,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—

201. Разгонка (ИТК) алиюртской нижнемеловой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,9	3,2	0,6370	1,3691	—	—	—	—	—	—	—
3	60—89	3,1	6,3	0,7123	1,3982	—	—	—	—	—	—	—
4	89—98	3,0	9,3	0,7220	1,4032	100	—	—	—	—	—	—
5	98—113	3,1	12,4	0,7492	1,4184	—	—	—	—	—	—	0,003
6	113—124	3,1	15,5	0,7341	1,4102	113	—	—	—	—	—	—
7	124—139	3,1	18,6	0,7600	1,4262	—	—	—	—	—	—	0,005
8	139—149	3,2	21,8	0,7635	1,4276	122	—	—	—	—	—	—
9	149—158	3,0	24,8	0,7691	1,4294	—	—	—	—	—	—	0,006
10	158—171	3,1	27,9	0,7770	1,4345	138	0,94	—	—	—	44	—
11	171—189	3,2	31,1	0,7832	1,4373	—	1,09	—	—	<—60	—	0,007
12	189—201	3,1	34,2	0,7920	1,4421	168	1,33	—	—	—50	66	—
13	201—218	3,2	37,4	0,8015	1,4465	—	1,56	—	—	—42	—	0,008
14	218—226	3,1	40,5	0,8114	1,4527	—	1,90	—	—	—35	86	—
15	226—243	3,2	43,7	0,8196	1,4577	186	2,31	1,38	—	—32	—	0,012
16	243—258	3,1	46,8	0,8444	1,4714	—	2,73	1,58	—	—25	101	—
17	258—275	3,1	49,9	0,8341	1,4656	202	3,41	1,82	—	—17	—	0,017
18	275—289	3,1	53,0	0,8371	1,4666	—	4,90	2,29	1,05	—10	118	—
19	289—308	3,0	56,0	0,8361	1,4659	220	6,75	2,63	1,21	—7	—	0,072
20	308—317	3,1	59,1	0,8438	1,4694	—	8,66	3,15	1,41	—1	134	—
21	317—329	3,0	62,1	0,8536	1,4762	245	10,90	4,20	1,59	4	—	0,174
22	329—347	3,1	65,2	0,8635	1,4823	—	14,25	5,64	1,86	10	152	—
23	347—376	3,0	68,2	0,8678	1,4814	260	19,52	7,34	2,18	17	—	0,26
24	376—389	3,1	71,3	0,8738	1,4878	—	—	9,56	2,59	21	176	—
25	389—408	3,0	74,3	0,8766	1,4900	320	—	13,23	3,47	27	—	0,29
26	408—423	3,1	77,4	0,8878	1,4959	—	—	18,44	4,47	31	204	—
27	423—449	3,1	80,5	0,8985	1,5000	380	—	30,79	6,53	36	—	0,32
28	449—468	3,6	84,1	0,9019	1,5021	—	—	45,20	8,73	42	220	—
29	468—490	3,7	87,8	0,9079	1,5069	450	—	66,27	11,36	44	—	0,34
30	Остаток	12,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

202. Разгонка (ИТК) эльдаровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,7	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	4,6	6,3	0,6574	1,3750	77	—	—	—	—	—	—
3	62—70	1,8	8,1	0,7038	1,3965	—	—	—	—	—	—	—
4	70—90	2,6	10,7	0,7100	1,4034	—	—	—	—	—	—	0
5	90—100	2,8	13,5	0,7195	1,4110	90	—	—	—	—	—	—
6	100—111	2,7	16,2	0,7338	1,4148	100	—	—	—	—	—	—
7	111—121	2,8	19,0	0,7493	1,4194	107	—	—	—	—	—	0
8	121—131	2,8	21,8	0,7596	1,4241	111	—	—	—	—	—	—
9	131—147	3,0	24,8	0,7685	1,4290	116	—	—	—	—	—	—
10	147—160	3,2	28,0	0,7773	1,4338	122	1,10	—	—	—	—	—
11	160—173	2,9	30,9	0,7838	1,4380	129	1,22	—	—	—	—	0
12	173—186	3,0	33,9	0,7888	1,4415	137	1,38	—	—	—	—	—
13	186—200	3,0	36,9	0,7960	1,4452	144	1,68	—	—	—57	—	0,006
14	200—215	2,9	39,8	0,8065	1,4485	150	1,95	1,28	—	—50	—	—
15	215—226	3,0	42,8	0,8165	1,4550	161	2,30	1,48	—	—42	—	0,027
16	226—242	3,0	45,8	0,8265	1,4615	169	2,78	1,70	—	—32	—	—
17	242—257	3,0	48,8	0,8360	1,4675	183	3,48	2,00	—	—29	—	—
18	257—274	3,2	52,0	0,8420	1,4710	197	4,47	2,38	—	—24	—	0,04
19	274—290	3,2	55,2	0,8435	1,4735	208	5,65	2,70	—	—14	—	—
20	290—303	3,1	58,3	0,8480	1,4775	222	6,48	3,37	1,58	—8	—	—
21	303—320	2,9	61,2	0,8535	1,4805	234	5,17	4,10	1,80	—3	—	0,05
22	320—332	3,1	64,3	0,8600	1,4818	248	12,10	4,98	2,05	4	—	—
23	332—347	3,0	67,3	0,8675	1,4850	262	15,25	6,22	2,35	9	—	—
24	347—376	3,0	70,3	0,8745	1,4870	274	24,10	8,15	2,75	15	—	0,17
25	376—396	3,0	73,3	0,8800	1,4900	298	—	11,18	3,31	20	—	—
26	396—414	2,9	76,2	0,8870	1,4930	324	—	17,65	4,30	28	—	—
27	414—438	2,9	79,1	0,8945	1,4970	355	—	23,40	5,50	33	—	0,21
28	438—456	2,9	82,0	0,9015	1,5010	372	—	32,60	7,48	37	—	—
29	456—475	3,1	85,1	0,9085	1,5055	390	—	41,20	2,75	40	227	—
30	475—500	4,3	89,4	0,9132	1,5090	430	—	67,76	11,78	46	245	0,24
31	Остаток	10,6	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

203. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Гора Орлиная в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.* °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,6	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,9	3,5	0,6588	1,3761	—	—	—	—	—	—	—
3	60—80	3,0	6,5	0,7184	1,4027	86	—	—	—	—	—	—
4	80—97	3,1	9,6	0,7165	1,4019	94	—	—	—	—	—	—
5	97—106	3,4	13,0	0,7502	1,4210	100	—	—	—	—	—5	—
6	106—120	2,8	15,8	0,7413	1,4158	110	0,70	—	—	—	5	—
7	120—128	3,1	18,9	0,7346	1,4125	117	0,76	—	—	—	14	—
8	128—138	3,2	22,1	0,7695	1,4332	120	0,83	—	—	—	19	—
9	138—150	3,5	25,6	0,7671	1,4306	128	0,87	—	—	—	28	Следы
10	150—163	3,5	29,1	0,7683	1,4313	133	0,98	—	—	—	35	—
11	163—173	3,0	32,1	0,7807	1,4368	142	1,09	—	—	—63	44	—
12	173—187	3,4	35,5	0,7808	1,4375	150	1,24	—	—	—59	52	—
13	187—200	3,1	38,6	0,7868	1,4403	155	1,46	0,98	—	—52	60	0,008
14	200—215	3,5	42,1	0,7974	1,4458	165	1,76	1,14	—	—41	71	—
15	215—230	3,0	45,1	0,8184	1,4565	175	2,11	1,35	—	—39	84	—
16	230—242	3,1	48,2	0,8154	1,4553	182	2,56	1,51	—	—31	97	—
17	242—256	3,0	51,2	0,8285	1,4648	197	2,93	1,71	0,91	—27	105	0,009
18	256—270	3,1	54,3	0,8296	1,4650	210	3,51	1,96	1,02	—21	116	—
19	270—284	3,0	57,3	0,8326	1,4664	220	4,28	2,22	1,14	—14	126	—
20	284—298	3,1	60,4	0,8351	1,4673	231	5,39	2,70	1,29	—8	134	0,015
21	298—310	3,1	63,5	0,8341	1,4660	250	6,95	3,28	1,46	—2	143	—
22	310—324	3,1	66,6	0,8417	1,4705	262	9,12	3,91	1,68	1	150	—
23	324—350	3,2	69,8	0,8551	1,4780	270	12,11	4,86	1,92	7	155	—
24	350—370	3,1	72,9	0,8613	1,4820	275	16,47	5,97	2,22	14	160	0,169
25	370—390	3,1	76,0	0,8664	1,4856	280	—	7,63	2,67	19	170	—
26	390—410	3,1	79,1	0,8718	1,4871	290	—	10,46	3,27	24	184	—
27	410—427	3,1	82,2	0,8800	1,4910	320	—	14,49	4,19	30	196	—
28	427—450	3,0	85,2	0,8903	1,4955	360	—	22,99	5,59	35	210	0,185
29	450—483	3,1	88,3	0,8974	1,5000	400	—	34,64	7,38	40	222	—
30	483—500	3,0	91,3	0,9080	1,5030	410	—	54,12	9,51	45	235	—
31	Остаток	8,7	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

204. Разгонка (ИТК) хаянкортской нижнемеловой нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.* °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—42	3,0	3,2	0,6644	1,3710	70	—	—	—	—	—	—
3	42—54	3,2	6,4	0,6991	1,3950	77	0,60	—	—	—	—	—
4	54—76	2,8	9,2	0,7228	1,4065	83	0,65	—	—	—	—	—
5	76—92	2,8	12,0	0,7310	1,4111	95	0,70	—	—	—	—	—
6	92—104	2,9	14,9	0,7440	1,4190	105	0,76	—	—	—	—	—
7	104—114	2,9	17,8	0,7450	1,4194	112	0,80	—	—	—	—	—
8	114—126	3,0	20,8	0,7481	1,4220	118	0,85	—	—	—	—	—
9	126—136	2,8	23,6	0,7609	1,4290	123	0,90	—	—	—	19	—
10	136—148	2,9	26,5	0,7629	1,4294	128	1,00	—	—	—	—	—
11	148—158	2,8	29,3	0,7663	1,4308	134	1,10	—	—	—	36	—
12	158—170	3,0	32,3	0,7722	1,4339	140	1,32	—	—	—60	—	—
13	170—182	2,9	35,2	0,7776	1,4358	151	1,42	0,94	—	—59	50	Следы
14	182—196	3,0	38,2	0,7850	1,4394	159	1,73	1,12	—	—51	—	—
15	196—210	3,0	41,2	0,7938	1,4439	167	2,03	1,25	—	—43	74	0,002
16	210—222	3,3	44,5	0,8011	1,4488	175	2,43	1,45	—	—36	—	—
17	222—236	2,9	47,4	0,8106	1,4539	180	2,81	1,67	—	—31	93	0,005
18	236—250	3,0	50,4	0,8295	1,4629	187	3,46	1,96	—	—26	—	—
19	250—264	3,0	53,4	0,8275	1,4621	198	4,19	2,19	1,12	—20	114	0,007
20	264—278	2,9	56,3	0,8290	1,4626	208	4,98	2,52	1,23	—16	—	—
21	278—294	3,3	59,6	0,8305	1,4632	222	6,13	2,98	1,39	—7	126	0,021
22	294—308	3,1	62,7	0,8322	1,4640	235	7,52	3,66	1,60	—2	—	—
23	308—324	3,2	65,9	0,8427	1,4694	247	9,94	4,34	1,81	4	147	0,044
24	324—342	3,3	69,2	0,8498	1,4740	260	13,83	5,28	2,05	9	—	—
25	342—366	3,4	72,6	0,8567	1,4774	280	18,01	6,77	2,45	15	163	0,110
26	366—390	3,2	75,8	0,8633	1,4822	285	—	8,85	2,96	22	—	—
27	390—414	3,1	78,9	0,8695	1,4861	290	—	11,89	3,54	26	186	0,120
28	414—440	3,5	82,4	0,8803	1,4913	360	—	17,84	4,80	32	206	—
29	440—484	5,1	87,5	0,8918	1,4951	405	—	34,67	7,38	40	—	0,190
30	Остаток	12,5	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

205. Разгонка (ИТК) старогрозненской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.* °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,0	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	3,5	4,5	0,6586	1,3791	75	—	—	—	—	—	—
3	60—75	2,6	7,1	0,7240	1,4048	83	—	—	—	—	—	—
4	75—93	2,5	9,6	0,7230	1,4045	93	—	—	—	—	—	—
5	93—105	2,8	12,4	0,7545	1,4216	98	—	—	—	—	—7	—
6	105—120	3,0	15,4	0 7452	1,4166	102	0,75	—	—	—	—	0,003
7	120—130	2,5	17,9	0,7488	1,4192	113	0,78	—	—	—	—	—
8	130—140	2,9	20,8	0,7808	1,4393	118	0,83	—	—	—	20	—
9	140—150	2,5	23,3	0,7656	1,4292	125	0,93	—	—	—	—	0,005
10	150—160	2,7	26,0	0,7752	1,4341	130	1,04	—	—	—	—	—
11	160—172	2,9	28,9	0,7837	1,4372	140	1,15	—	—	—	46	—
12	172—185	2,9	31,8	0,7855	1,4390	150	1,34	—	—	—63	—	—
13	185—200	3,0	34,8	0,7930	1,4422	155	1,60	—	—	—53	—	0,006
14	200—216	3,0	37,8	0,8018	1,4469	163	1,92	—	—	—	73	—
15	216—230	2,6	40,4	0,8253	1,4602	175	2,30	1,39	—	—47	—	—
16	230—244	2,9	43,3	0,8170	1,4566	185	2,64	1,56	—	—29	—	—
17	244—255	3,0	46,3	0,8300	1,4651	193	3,14	1,80	—	—28	107	0,006
18	255—268	3,0	49,3	0,8315	1,4660	210	4,08	2,07	—	—25	—	—
19	268—286	2,8	52,1	0,8356	1,4669	218	4,69	2,38	1,17	—16	—	—
20	286—300	3,0	55,1	0,8340	1,4650	232	5,92	2,83	1,34	—9	130	0,035
21	300—310	2,9	58,0	0,8342	1,4652	240	7,43	3,34	1,50	—4	—	—
22	310—324	3,0	61,0	0,8450	1,4710	245	9,23	4,11	1,69	2	—	—
23	324—336	2,9	63,9	0,8559	1,4778	250	13,50	5,42	2,07	10	—	—
24	336—354	2,6	66,5	0,8631	1,4821	260	15,36	5,82	2,18	13	—	0,195
25	354—375	3,1	69,6	0,8663	1,4840	280	—	7,56	2,57	17	—	—
26	375—395	3,0	72,6	0,8690	1,4858	290	—	9,34	3,11	24	182	—
27	395—420	3,0	75,6	0,8730	1,4879	320	—	12,32	3 68	28	—	—
28	420—435	3,0	78,6	0,8844	1,4937	340	—	18,03	4,72	31	—	—
29	435—454	3,0	81,6	0,8949	1,4987	370	—	26,34	6,09	35	214	—
30	454—473	3,1	84,7	0,8955	1,4997	410	—	37,01	7,58	39	—	—
31	473—485	1,9	86,6	0,8988	1,5032	420	—	50,60	9 41	45	238	0,25
32	Остаток	13,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

206. Разгонка (ИТК) брагунской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.* °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,7	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—80	4,0	4,7	—	1,3798	—	—	—	—	—	—	—
3	80—96	2,1	6,8	0,7214	1,4038	90	—	—	—	—	—	0,008
4	96—103	2,7	9,5	0,7395	1,4148	100	—	—	—	—	—	—
5	103—120	2,9	12,4	0,7516	1,4220	106	—	—	—	—	—	—
6	120—131	3,1	15,5	0,7405	1,4160	112	—	—	—	—	—	0,010
7	131—144	3,7	19,2	0,7738	1,4358	118	0,85	—	—	—	—	—
8	144—155	3,0	22,2	0,7645	1,4280	126	0,97	—	—	—	—	—
9	155—166	3,0	25,2	0,7781	1,4370	132	1,06	—	—	—	—	0,013
10	166—178	3,3	28,5	0,7798	1,4380	140	1,20	—	—	—	—	—
11	178—191	3,0	31,5	0,7859	1,4396	148	1,42	—	—	—61	—	—
12	191—205	3,0	34,5	0,7915	1,4429	153	1,68	1,10	—	—51	—	0,015
13	205—216	3,0	37,5	0,7992	1,4464	165	1,98	1,26	—	—35	—	—
14	216—229	3,2	40,7	0,8084	1,4516	170	2,20	1,42	—	—38	—	—
15	229—241	3,1	43,8	0,8162	1,4568	180	2,72	1,61	—	—35	—	0,019
16	241—252	3,0	46,8	0,8243	1,4610	188	3,17	1,82	—	—27	—	—
17	252—272	3,6	50,4	0,8385	1,4680	198	4,00	2,19	—	—24	—	—
18	272—283	3,4	53,8	0,8398	1,4684	208	4,59	2,79	—	—19	—	0,25
19	283—302	3,4	57,2	0,8367	1,4664	217	5,97	3,49	1,37	—10	—	—
20	302—314	3,1	60,3	0,8360	1,4660	232	7 51	4,11	1,55	—5	—	—
21	314—327	3,1	63,4	0,8471	1,4728	245	9,41	4,89	1,75	1	—	0,076
22	327—340	2,9	66,3	0,8578	1,4790	255	12,10	5,67	1,96	5	—	—
23	340—350	1,7	68,0	0,8637	1,4828	260	15,60	8,00	2,18	11	—	—
24	350—380	3,1	71,1	0,8665	1,4835	280	26,02	8,72	2,75	13	—	0,140
25	380—388	3,0	74,1	0,8668	1,4836	285	—	10,02	2,89	19	—	—
26	388—406	3,0	77,1	0,8722	1,4884	290	—	11,23	3,48	24	—	—
27	406—422	3,2	80,3	0,8791	1,4904	330	—	11,88	4,26	28	—	0,180
28	422—450	3,7	84,0	0,8911	1,4959	370	—	23,32	5,73	33	—	—
29	450—466	2,9	86,9	0,8958	1,4984	400	—	33,52	7,36	38	210	—
30	466—482	3,4	90,3	0,8995	1;5000	438	—	—	9,55	44	218	0,210
31	Остаток	9,7	100 0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

207. Разгонка (ИТК) заманкульской юрской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—88	3,5	3,7	0,6963	1,3940	73	—	—	—	—	—	—
3	88—103	3,3	7,0	0,7344	1,4111	90	0,68	—	—	—	—	—
4	103—123	3,1	10,1	0,7574	1,4252	106	0,71	—	—	—	—	—
5	123—134	2,9	13,0	0,7520	1,4221	117	0,79	—	—	—	—	0
6	134—144	3,0	16,0	0,7853	1,4430	120	0,85	—	—	—	25	—
7	144—155	3,2	19,2	0,7663	1,4295	128	0,98	—	—	—	—	0
8	155—170	3,1	22,3	0,7825	1,4390	140	1,11	0,80	—	<—63	42	—
9	170—185	3,0	25,3	0,7812	1,4375	145	1,31	0,92	—	—61	—	0
10	185—196	3,5	28,8	0,7863	1,4394	153	1,49	1,01	—	—51	62	—
11	196—204	3,3	32,1	0,7924	1,4429	162	1,71	1,13	—	—42	—	0
12	204—220	3,4	35,5	0,8011	1,4468	167	1,97	1,25	0,74	—39	75	—
13	220—230	3,3	38,8	0,8081	1,4512	178	2,30	1,44	0,82	—32	—	0
14	230—240	3,1	41,9	0,8159	1,4560	183	2,69	1,61	0,90	—26	91	—
15	240—252	3,2	45,1	0,8225	1,4601	190	3,09	1,79	0,98	—23	—	0
16	252—260	2,8	47,9	0,8466	1,4740	195	3,50	1,90	1,10	—20	101	—
17	260—273	2,9	50,8	0,8386	1,4685	208	4,02	2,23	1,16	—16	—	0,038
18	273—280	3,0	53,8	0,8420	1,4700	212	4,82	2,52	1,26	—14	124	—
19	280—300	2,9	56,7	0,8395	1,4680	228	5,91	2,91	1,39	—8	—	0,024
20	300—312	3,0	59,7	0,8422	1,4695	235	7,03	3,37	1,56	—1	150	—
21	312—325	3,0	62,7	0,8516	1,4748	240	8,91	3,97	1,74	2	—	0,144
22	325—337	3,1	65,8	0,8645	1,4830	250	11,76	4,85	2,01	5	159	—
23	337—350	3,0	68,8	0,8721	1,4873	260	15,59	6,01	2,31	10	—	0,262
24	350—372	3,0	71,8	0,8727	1,4878	278	20,47	7,42	2,63	15	176	—
25	372—400	3,0	74,8	0,8744	1,4910	280	—	9,40	3,03	21	—	—
26	400—412	3,1	77,9	0,8843	1,4950	300	—	12,88	3,73	26	194	—
27	412—425	3,0	80,9	0,8901	1,4973	330	—	17,89	4,80	29	—	—
28	425—447	3,1	84,0	0,8976	1,5000	360	—	26,25	6,13	33	224	—
29	447—468	3,0	87,0	0,9040	1,5058	400	—	39,72	7,94	37	—	—
30	468—490	3,0	90,0	0,9104	1,5100	430	—	60,92	10,51	40	252	—
31	490—500	2,5	92,5	0,9194	1,5140	455	—	89,47	13,78	41	—	0,40
32	Остаток	7,5	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

208. Разгонка (ИТК) серноводской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход на нефть, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,5	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	2,9	3,4	0 6666	1,3820	75	—	—	—	—	—	—
3	62—90	2,9	6,3	0,7151	1,4002	85	—	—	—	—	—	—
4	90—98	2,9	9,2	0,7281	1,4090	96	—	—	—	—	—	—
5	98—115	2,8	12,0	0,7547	1,4236	103	—	—	—	—	—	0
6	115—125	2,9	14,9	0,7350	1,4135	113	—	—	—	—	—	—
7	125—136	3,2	18,1	0,7637	1,4300	124	—	—	—	—	—	—
8	136—150	3,2	21,3	0,7671	1,4318	133	0,90	—	—	—	—	0
9	150—162	3,2	24,5	0,7708	1,4332	138	1,03	—	—	—	—	—
10	162—173	3,3	27,8	0,7792	1,4378	142	1,16	—	—	<—64	—	—
11	173—190	3,0	30,8	0,7843	1,4390	147	1,36	—	—	—64	—	Следы
12	190—204	3,1	33,9	0,7905	1,4428	157	1,62	1,06	—	—49	—	—
13	204—220	3,7	37,6	0,7991	1,4470	167	1,99	1,24	—	—38	—	—
14	220—234	3,4	41,0	0,8101	1,4530	177	2,40	1,44	—	—35	—	0,009
15	234—250	3,8	44,8	0,8190	1,4588	188	2,91	1,68	—	—29	—	—
16	250—268	3,1	47,9	0,8430	1,4715	199	3,49	1,92	—	—28	—	—
17	268—280	2,9	50,8	0,8338	1,4670	208	4,33	2,27	—	—17	—	0,011
18	280—294	3,2	54,0	0,8338	1,4670	225	5,29	2,67	1,29	—9	—	—
19	294—307	3,0	57,0	0,8329	1,4657	242	6,55	3,15	1,44	—6	—	—
20	307—323	3,0	60,0	0,8369	1,4680	—	8,12	3,64	1,61	—2	—	—
21	323—336	3,1	63,1	0,8467	1,4739	260	10,24	4,36	1,86	5	—	0,043
22	336—350	2,9	66,0	0,8574	1,4800	—	13,30	5,37	2,30	10	—	—
23	350—390	3,2	69,2	0,8638	1,4835	280	13,40	6,69	2,37	16	—	0,17
24	390—406	3,1	72,3	0,8619	1,4810	—	18,06	8,15	2,84	21	—	—
25	406—416	3,1	75,4	0,8720	1,4868	300	—	10,69	3,44	27	—	—
26	416—430	3,1	78,5	0,8795	1,4920	—	—	14,70	4,28	30	—	0,19
27	430—450	3,1	81,6	0,8865	1,4951	360	—	22,50	5,58	34	—	—
28	450—471	3,1	84,7	0,8935	1,4980	—	—	33,71	7,36	37	228	—
29	471—490	3,2	87,9	0,9005	1,5020	380	—	47,63	9,40	40	234	0,26
30	Остаток	12,1	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

209. Разгонка (ИТК) октябрьской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—95	3,2	3,4	0,6919	1,3912	82	—	—	—	—	—	—
3	95—113	2,7	6,1	0,7330	1,4115	103	—	—	—	—	—	—
4	113—117	3,0	9,1	0,7459	1,4209	110	—	—	—	—	—	—
5	117—127	3,1	12,2	0,7522	1,4228	114	—	—	—	—	—	—
6	127—139	2,9	15,1	0,7651	1,4308	118	0,79	—	—	—	—	—
7	139—151	2,8	17,9	0,7616	1,4290	122	0,91	—	—	—	—	0,006
8	151—165	3,0	20,9	0,7743	1,4352	132	1,01	—	—	—	—	—
9	165—173	3,0	23,9	0,7766	1,4363	140	1,12	—	—	—	—	—
10	173—186	2,9	26,8	0,7791	1,4378	148	1,29	—	—	<—60	—	—
11	186—196	2,9	29,7	0,7816	1,4388	154	1,58	—	—	—47	—	—
12	196—212	3,1	32,8	0,7913	1,4439	165	1,74	1,14	—	—44	—	0,008
13	212—221	2,9	35,7	0,7941	1,4449	170	2,06	1,30	—	—31	—	—
14	221—235	3,3	39,0	0,8047	1,4511	182	2,39	1,46	0,82	—30	—	—
15	235—247	3,3	42,3	0,8123	1,4549	190	2,85	1,65	0,85	—27	—	—
16	247—265	3,5	45,8	0,8331	1,4653	198	3,39	1,78	1,01	—26	—	—
17	265—276	2,9	48,7	0,8260	1,4623	212	4,02	2,22	1,17	—18	—	0,025
18	276—285	3,1	51,8	0,8337	1,4659	222	4,49	2,38	1,20	—17	—	—
19	285—296	2,7	54,5	0,8253	1,4619	230	5,56	2,87	1,35	—3	—	—
20	296—306	2,8	57,3	0,8287	1,4625	239	6,59	3,31	1,50	—4	—	0,030
21	306—318	2,9	60,2	0,8324	1,4642	250	7,83	3,68	1,65	—2	—	—
22	318—330	2,8	63,0	0,8409	1,4692	265	9,49	4,23	1,79	5	—	—
23	330—344	2,9	65,9	0,8496	1,4738	270	11,42	4,80	2,04	11	—	—
24	344—387	2,8	68,7	0,8551	1,4769	280	—	5,86	2,29	14	—	0,09
25	387—395	3,0	71,7	0,8542	1,4767	287	—	6,99	2,58	19	—	—
26	395—406	2,9	74,6	0,8556	1,4770	290	—	8,52	2,95	24	—	—
27	406—411	2,8	77,4	0,8618	1,4808	300	—	10,73	3,43	28	—	—
28	411—434	3,4	80,8	0,8724	1,4862	315	—	14,18	4,24	33	—	0,10
29	434—449	2,7	83,5	0,8770	1,4882	350	—	19,93	5,24	36	—	—
30	449—464	2,7	86,2	0,8862	1,4920	380	—	27,17	6,37	39	225	—
31	464—483	2,7	88,9	0,8882	1,4930	430	—	—	7,52	47	260	—
32	483—500	1,6	90,5	0,8897	1,4965	450	—	—	8,63	53	282	0,18
33	Остаток	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

IV. НЕФТИ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

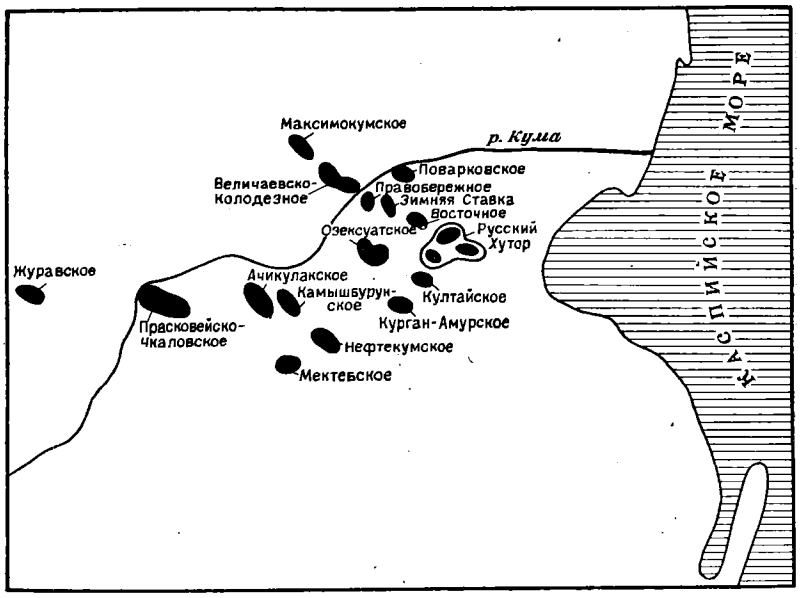

Рис. 4. Схема размещения нефтяных месторождений Ставропольского края.

Нефтедобывающая промышленность Ставропольского края имеет сравнительно небольшую историю — первое нефтяное месторождение Озек-Суат было открыто в 1953 г.

В геологическом строении платформенной части Восточного Предкавказья, в пределах которого выявлены все нефтяные месторождения Ставрополья, участвуют мезокайнозойские отложения. В структурном плане края выделяется несколько крупных геотектонических элементов: Ставропольское сводовое поднятие, занимающее западную часть территории; Азово-Кубанская впадина, заходящая в пределы Ставрополья лишь своим восточным бортом; Терско-Кумская впадина, располагающаяся к востоку от Ставропольского поднятия и занимающая бо́льшую часть территории края. В западной части Терско-Каспийской впадины находится обширный Озек-Суатский погребенный выступ, с которым связан Прикумский нефтеносный район. Сам выступ расчленен несколькими линейно вытянутыми в субширотном направлении структурными зонами; кроме того, от него в различные стороны отходят ветви антиклинальных складок. Преобладающее направление простирания крупных структурных элементов (валов и впадин) — широтное и субширотное, т. е. близкое к кавказскому.

Нефтяные залежи в Ставропольском крае выявлены в палеогеновых, меловых и юрских отложениях. Залежи в хадумских и эоценовых отложениях палеогена малочисленны и невелики по размерам. Основное количество нефтяных залежей связано с мезозойскими образованиями, наибольшей продуктивностью обладают нефтеносные горизонты нижнего мела, особенно пласты VIII и IX.

Все известные нефтяные месторождения Ставрополья располагаются в Прикумском нефтеносном районе, приуроченном к долине р. Кумы от г. Прикумска до ее низовьев. Месторождения района группируются в три параллельно расположенные зоны нефтегазонакопления, вытянутые в северо-западном направлении.

В Максимокумско-Русскохуторской зоне, протянувшейся с северо-запада на юго-восток, расположены нефтяные месторождения Максимокумское, Колодезное, Величаевское, Правобережное, Зимняя Ставка, Восточное, а также нефтегазоконденсатное месторождение Русский Хутор. Небольшие притоки нефти в этой зоне получены на Поварковской и Славянской площадях. Левокумско-Озексуатская зона располагается юго-западнее первой. Здесь находятся крупные нефтяные месторождения Озек-Суат и Русский Хутор.

Прикумско-Ачикулакская зона, занимающая юго-западную часть Озек-Суатского выступа, включает месторождения Прасковейское, Ачикулакское, Камышбурунское и Мектебское. Кроме того, небольшое газонефтяное месторождение — Журавское открыто в Восточно-Ставропольском нефтегазоносном районе, располагающемся между Ставропольским газоносным и Прикумским нефтеносными районами. Почти все нефтяные месторождения Прикумского района многопластовые; основные залежи нефти содержатся в нижнемеловых отложениях. Характерной чертой месторождений является большая глубина залегания нефтеносных горизонтов (2800—3500 *м*).

Находятся в разработке и обладают наибольшими запасами нефти следующие нефтяные месторождения Ставрополья: Величаевское, Озек-Суатское, Зимняя Ставка, Колодезное и Правобережное.

Нефти месторождений структурных зон Максимокумско-Русскохуторской и Левокумско-Озексуатской близки по физико-химическим характеристикам и по качеству получаемых из них продуктов. Характерной особенностью нефтей этих структурных зон является высокое содержание в них парафина (14,3—23,6%), что определяет и высокую температуру застывания (18—29 °С). Нефти

малосернистые (до 0,23% серы), малосмолистые (1,1—4,8% смол силикагелевых, 0,35—1,10% асфальтенов), легкие (относительная плотность 0,8030—0,8270). Выход фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 21,4—28,2%, фракций, выкипающих до 350 °С, 48,5—58,5%.

Нефть Мектебского месторождения, расположенного в Прикумско-Ачикулакской зоне, отличается от других нефтей Ставрополья как по физико-химическим свойствам, так и по качеству нефтепродуктов. Нефть более смолистая (5,6% смол силикагелевых, 3,82% асфальтенов), менее парафинистая (6,5% парафина), малосернистая (0,22% серы).

В бензиновых фракциях нефтей Ставропольского края преобладают нормальные парафиновые углеводороды: их содержится 46—69% во фракциях 28—120 °С и 51—78% во фракциях 28—200 °С. Вследствие этого бензины имеют невысокие октановые числа. Так, октановые числа бензинов в чистом виде составляют 61,7—66,3 для фракций 28—85 °С; 44,8—50 для фракций 28—150 °С; 32,3—40,7 для фракций 28—200 °С. Бензиновые фракции мектебской нефти имеют несколько более высокие октановые числа (соответственно 67,5, 51,3 и 44,5), что объясняется несколько бо́льшим содержанием нафтеновых углеводородов и парафиновых углеводородов изостроения.

Легкие керосиновые дистилляты характеризуются высокой температурой начала кристаллизации, высокой теплотой сгорания (10 335—10 420 *ккал/кг*), малым содержанием серы (до 0,03%) и отсутствием меркаптановой серы. Осветительные керосины обладают хорошими фотометрическими свойствами (высота некоптящего пламени 24—32 *мм*), содержат до 0,08% серы. Вследствие высокой температуры застывания дизельных фракций из нефтей можно получать в основном летнее дизельное топливо, которое характеризуется высокими цетановыми числами (52—65) и малым содержанием серы (до 0,135%). Применяя депарафинизацию карбамидом, можно расширить ассортимент дизельных топлив.

Масляные фракции нефтей в основном представлены парафино-нафтеновыми углеводородами (77—86%), в которых на долю твердых парафиновых углеводородов приходится 37—63%. Исключение составляют фракции мектебской нефти, в которых ароматических углеводородов примерно в 2 раза больше, а твердых парафиновых в 1,5—2 раза меньше, чем в остальных нефтях Ставрополья. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел составляет 18—20% (на нефть) за исключением мектебской нефти, в которой содержится 24% указанных масел. Индекс вязкости дистиллятных базовых масел выше 85, остаточных — выше 92. Исключение составляет остаточное базовое масло из мектебской нефти: его индекс вязкости равен 64.

210. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Система, отдел, горизонт	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{30}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C		Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								застывания с обработкой	вспышки	при 38 °C	при 50 °C
Колодезная	IV, VI, VIII и IX горизонты меловой системы	—	Смесь	0,8185	—	5,36	3,88	18	—17	—	—
Величаевская	I, VIII, IX горизонты меловой системы и IV горизонт юрской системы	—	»	0,8234	210	6,37	3,54	23	<—30	—	—
Правобережная	VIII и IX горизонты меловой системы	—	»	0,8209	200	8,07	3,49	24	—15	—	55
Правобережная	VIII горизонт меловой системы	3107—3103	21	0,8192	—	5,46	3,10	18	—15	—	—
Месторождения Зимняя Ставка	VIII горизонт меловой системы	—	20	0,8223	—	7,02	3,24	20	—15	—	—
Месторождения Зимняя Ставка	Пермо-триас	3516—3493	41	0,8031	204	5,43 (ν_{40})	3,55	29	—10	58	—
Восточная	VIII, IX, XI, XII и XIII горизонты меловой системы	—	Смесь	0,8216	195	6,34	3,36	21	<—20	—	—
Озексуатская	Нижний отдел меловой системы	—	»	0,8230	219	6,28	3,75	20	0	—	—
Озексуатская	XIIIα+XIII горизонты нижнего отдела меловой системы	3293—3285	22	0,8270	—	11,66	4,53	26	—	—	—
Поварковская	VIII и IX горизонты нижнего отдела меловой системы	—	Смесь	0,8189	213	5,55	3,28	23	—15	—	—
Ставропольская	Смесь	—	»	0,8232	219	11,29	4,04	23	—	—	—
Мектебская	Горизонт Iа нижнего отдела меловой системы	2925—2919	8	0,8619	213	11,07	6,28	4	—32	50	54

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Колодезная	22,2	48	0,11	0,060	—	4,7	0,80	1,05	0,053	0,07	26,5	54,5
Величаевская	23,1	56	0,13	0,050	14	4,6	1,10	1,15	0,028	0,12	25,5	55,2
Правобережная (VIII и IX горизонты)	23,1	52	0,17	0,040	8	4,8	0,44	0,92	0,042	0,08	25,5	56,0
Правобережная (VIII горизонт)	14,3	50	0,23	0,048	—	2,3	0,68	1,00	0,008	0,05	27,1	55,6
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	15,9	51	0,23	0,053	—	3,0	0,84	1,15	0,009	0,09	28,2	55,6
Месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	22,9	52	0,15	0,026	—	1,1	0,36	0,20	0,028	0,05	23,6	55,6
Восточная	18,2	51	0,20	0,085	—	3,2	0,84	1,25	0,025	0,08	26,3	58,5
Озексуатская (смесь)	17,5	52	0,09	0,120	—	2,1	0,38	0,77	0,040	0,07	24,2	58,1
Озексуатская (скважина № 22)	23,6	52	0,03	—	—	2,6	0,35	0,79	0,034	0,07	21,4	48,5
Поварковская	21,5	52	0,11	0,043	8	2,1	0,46	0,65	0,052	0,05	25,9	57,3
Ставропольская	21,6	51	0,11	0,071	—	2,5	0,84	1,68	—	0,08	24,2	55,9
Мектебская	6,5	53	0,22	0,200	24	5,6	3,82	3,81	0,011	0,05	23,4	51,5

211. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
		100	120	140	160	160	180	200	220	240	260	280	300
Колодезная	67	4	7	12	15	17	21	26	29	35	36	43	48
Величаевская	61	5	9	13	16	18	23	26	31	35	36	42	48
Провобережная (VIII и IX горизонты)	68	4	6	13	14	17	21	26	30	34	36	43	48
Правобережная (VIII горизонт)	61	6	10	15	18	20	25	30	34	38	40	47	51
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	61	4	6	14	16	19	23	26	32	36	38	44	47
Месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	73	1	2	7	9	12	17	22	27	32	34	37	40
Восточная	75	2	5	10	13	16	23	25	29	33	36	44	48
Озексуатская (смесь)	79	4	7	11	13	15	19	23	27	31	33	40	46
Озексуатская (скважина № 22)	75	4	7	10	12	14	17	21	25	29	32	39	44
Поварковская	62	4	8	13	16	17	19	27	29	36	39	47	52
Ставропольская	69	4	7	11	13	15	20	24	27	31	34	41	46
Мектебская	73	3	6	11	13	15	19	23	27	32	33	40	45

212. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) в зависимости от температуры

Нефть	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Колодезная	6,17	5,36	4,14	3,38
Величаевская	292,0	6,37	4,61	3,54
Правобережная (VIII и IX горизонты)	—	8,07	4,89	3,49
Правобережная (VIII горизонт)	—	5,46	3,68	3,10
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	—	7,02	4,23	3,24
Месторождения Зимняя Ставка (пермотриас)	—	—	5,43	3,55
Восточная	—	6,34	4,38	3,36
Озексуатская (смесь)	—	6,28	4,62	3,75
Озексуатская (скважина № 22)	—	11,66	7,07	4,53
Поварковская	—	5,55	4,13	3,28
Ставропольская	335,2*	11,29	5,77	4,04
Мектебская	16,66	11,07	8,02	6,28

* На ротационном вискозиметре.

213. Изменение условной вязкости в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Колодезная	1,50	1,42	1,30	1,23
Величаевская	39,40	1,52	1,35	1,24
Правобережная (VIII и IX горизонты)	—	1,68	1,38	1,24
Правобережная (VIII горизонт)	—	1,43	1,26	1,21
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	—	1,57	1,31	1,21
Месторождения Зимняя Ставка (пермотриас)	—	—	1,42	1,24
Восточная	—	1,51	1,33	1,23
Озексуатская (смесь)	—	1,51	1,35	1,26
Озексуатская (скважина № 22)	—	2,02	1,58	1,34
Поварковская	—	1,43	1,30	1,22
Ставропольская	45,25	1,99	1,46	1,29
Мектебская	2,56	1,97	1,67	1,51

214. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ^t_4			
	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Колодезная	0,8185	0,8130	0,8036	0,7968
Величаевская	0,8234	0,8154	0,8066	0,8002
Правобережная (VIII и IX горизонты)	0,8209	0,8142	0,8068	0,7999
Правобережная (VIII горизонт)	0,8192	0,8122	0,8052	0,7980
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	0,8223	0,8148	0,8078	0,8006
Месторождения Зимняя Ставка (пермотриас)	0,8031	0,7959	0,7885	0,7809
Восточная	0,8216	0,8168	0,8091	0,8020
Озексуатская (смесь)	0,8230	0,8162	0,8092	0,8020
Озексуатская (скважина № 22)	0,8270	0,8202	0,8134	0,8064
Поварковская	0,8189	0,8121	0,8056	0,8003
Ставропольская	0,8232	0,8177	0,8100	0,8033
Мектебская	0,8619	0,8546	0,8477	0,8411

215. Состав золы поварковской нефти

Элементы	Содержание (на нефть), вес. %	Элементы	Содержание (на нефть), вес. %
Cu	$2,3 \cdot 10^{-5}$	Pb	Следы
Mg	$7,8 \cdot 10^{-4}$	V	$8,7 \cdot 10^{-6}$
Ca	$4,2 \cdot 10^{-8}$	Cr	Следы
Ba	$3,2 \cdot 10^{-4}$	Mn	$1,2 \cdot 10^{-4}$
Ti	$3,5 \cdot 10^{-4}$	Fe	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Sn	Следы	Ni	$4,8 \cdot 10^{-5}$

216. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Колодезная нефть								
До C_4	0,37	2,7	5,4	21,6	27,0	43,3	—	—
До C_5	0,80	1,2	2,5	10,0	12,5	20,0	25,0	28,8
Величаевская нефть								
До C_4	0,26	3,8	7,7	19,2	23,1	46,2	—	—
До C_5	0,98	1,0	2,0	5,1	6,1	12,3	26,5	47,0

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)								
До C_4	0,19	5,3	10,5	21,0	26,3	36,9	—	—
До C_5	0,70	1,4	2,9	5,7	7,1	10,0	27,1	45,8
Правобережная нефть (VIII горизонт)								
До C_4	0,50	—	20,0	20,0	20,0	40,0	—	—
До C_5	1,10	—	9,1	9,1	9,1	18,1	27,3	27,3
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)								
До C_4	0,60	—	Следы	16,7	33,3	50,0	—	—
До C_5	1,10	—	»	9,0	18,2	27,3	18,2	27,3
Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)								
До C_4	0,13	—	—	15,4	23,1	61,5	—	—
До C_5	0,44	—	—	4,6	6,8	18,2	31,8	38,6
Восточная нефть								
До C_4	0,26	—	—	3,8	38,5	57,7	—	—
До C_5	0,66	—	—	1,5	15,1	22,7	25,7	35,0
Озексуатская нефть (смесь)								
До C_4	0,20	—	—	—	50,0	50,0	—	—
До C_5	0,90	—	—	—	11,1	11,1	11,1	66,7
Поварковская нефть								
До C_4	0,86	1,2	1,2	15,3	34,1	48,2	—	—
До C_5	1,46	0,7	0,7	8,9	19,9	28,1	20,5	21,2
Ставропольская нефть								
До C_4	0,80	—	Следы	25,0	25,0	50,0	—	—
До C_5	1,90	—	»	10,5	10,5	21,1	26,3	31,6
Мектебская нефть								
До C_4	0,24	—	—	4,2	12,5	83,3	—	—
До C_5	1,17	—	—	0,9	2,6	17,0	26,5	53,0

Примечание. Сероводород в нефтях отсутствует.

217. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Колодезная	Величаевская	Правобережная (VIII и IX горизонты)	Правобережная (VIII горизонт)	Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	Восточная	Озексуатская (смесь)	Озексуатская (скважина № 22)	Поварковская	Ставропольская	Мектебская
28 (газ до C_4)	0,4	0,3	0,2	0,5	0,6	0,1	0,3	0,2	—	0,9	0,8	0,2
60	4,0	4,0	1,6	2,5	2,7	1,6	2,1	2,4	—	2,4	1,9	2,5
62	4,3	4,1	1,7	2,9	2,8	1,7	2,2	2,5	—	2,5	2,2	2,7
70	5,7	4,8	2,5	3,9	3,8	1,9	2,9	3,2	—	3,6	3,7	3,3

Оттаивается до температуры, °С	Колодезная	Величаевская	Правобережная (VIII и IX горизонты)	Правобережная (VIII горизонт)	Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермотриас)	Восточная	Озексуатская (смесь)	Озексуатская (скважина № 22)	Поварковская	Ставропольская	Мектебская
80	8,2	5,4	4,5	5,0	4,9	2,1	3,3	3,9	2,8	4,7	4,1	3,8
85	8,8	5,8	5,0	5,7	5,6	2,3	3,7	4,2	3,6	4,9	5,2	4,2
90	9,0	6,3	6,0	6,5	6,5	2,6	4,2	4,6	4,3	5,5	6,1	4,8
95	9,1	7,0	6,4	7,2	7,2	3,2	5,1	5,4	4,5	6,4	6,7	5,8
100	9,9	8,5	7,4	8,1	7,9	4,4	5,5	7,1	4,9	7,2	7,5	7,1
105	10,5	9,5	8,0	9,0	8,7	4,9	7,0	7,7	5,0	7,7	8,0	7,8
110	11,0	9,9	9,0	10,0	9,8	5,2	8,0	8,3	5,3	8,5	8,7	8,4
120	12,5	11,3	10,5	12,0	11,8	6,7	9,4	10,1	7,3	10,3	10,3	9,5
130	14,9	13,5	12,0	14,1	14,0	9,0	12,5	11,8	9,5	11,2	12,7	11,6
140	15,9	15,0	13,5	16,4	16,3	10,7	14,0	13,6	11,0	14,5	13,5	13,2
145	16,7	15,7	14,3	17,3	17,3	12,0	15,3	14,7	12,2	15,5	14,6	14,2
150	17,4	16,9	15,0	18,1	18,5	13,2	16,4	15,6	13,2	16,3	15 8	15,2
160	19,0	18,4	17,5	20,1	20,4	15,0	18,0	17,0	14,3	18,2	18,8	16,7
170	21,0	20,5	19,5	22,0	22,6	17,6	20,4	19,2	16,1	20,3	21,0	18,4
180	23,0	22,2	21,0	23,8	24,6	19,5	22,6	20,6	17,9	22,4	22,3	20,5
190	25,0	23,4	23,0	25,5	26,4	21,4	24,0	22,0	19,4	24,3	23,6	21,8
200	26,5	25,5	25,5	27,1	28,2	23,6	26,3	24,2	21,4	25,9	24,2	23,4
210	28,1	27,1	27,0	28,0	30,2	25,7	27,8	24,8	22,0	27,7	25,3	25,1
220	29,9	29,0	29,0	30,8	32,3	28,0	30,1	26,6	24,5	29,6	27,7	26,9
230	31,9	31,0	30,5	32,8	34,4	29,1	32,0	27,9	25,4	31,6	29,8	28,8
240	32,9	32,9	32,5	34,8	36,7	29,8	34,0	30,2	26,3	33,5	31,5	30,4
250	35,1	34,1	34,5	36,8	38,7	32,4	35,0	33,5	27,9	35,6	35,0	32,2
260	36,6	36,2	37,0	39,4	39,6	35,8	37,0	35,6	29,3	36,9	36,8	34,0
270	38,6	38,2	38,5	41,7	41,3	37,8	38,8	38,4	31,5	39,3	38,8	36,0
280	40,6	40,7	40,5	44,0	43,1	40,1	40,0	40,9	34,0	41,6	40,8	38,0
290	42,6	42,5	43,0	45,8	45,3	41,8	44,0	44,3	36,5	44,2	42,8	39,5
300	44,6	44,1	44,7	47,7	47,9	44,3	46,7	45,4	38,0	46,4	44,7	41,6
310	47,1	46,2	47,0	49,6	50,2	46,7	48,7	47,3	41,8	49,2	46,3	44,0
320	49,1	48,6	49,0	51,5	52,3	49,0	51,0	50,3	44,5	52,5	49,1	45,8
330	51,0	50,7	51,5	53,0	53,5	51,3	54,0	52,6	45,6	53,4	50,3	48,0
340	52,8	52,8	54,0	54,5	54,4	53,5	56,0	55,5	47,0	55,3	53,3	49,7
350	54,5	55,2	56,0	55,6	55,6	55,6	58,5	58,1	48,5	57,3	55,9	51,5
360	55,5	56,0	57,5	57,7	57,3	57,3	60,0	60,4	49,5	58,4	57,8	52,5
370	57,0	56,7	58,5	59,3	59,0	59,0	61,0	63,4	52,1	59,5	59,8	54,0
380	58,0	57,9	59,6	61,0	61,1	61,0	62,5	65,6	54,8	60,4	62,3	55,0
390	58,5	59,3	62,0	63,0	63,2	62,5	63,5	66,6	57,3	62,9	64,5	56,5
400	60,5	61,0	64,5	65,3	65,4	64,5	65,0	68,5	59,6	66,1	67,1	57,2
410	64,5	63,8	66,7	66,9	67,1	66,4	68,5	68,6	61,6	68,2	69,1	59,5
420	66,9	67,4	68,2	68,5	69,1	67,5	70,0	69,5	63,5	70,1	71,2	61,9
430	68,9	69,7	71,0	71,3	71,1	70,7	72,0	70,6	65,3	71,5	72,9	64,5
440	70,4	72,2	73,0	73,8	73,1	73,0	75,0	71,8	66,8	74,3	74,7	66,0
450	72,1	74,8	75,0	76,6	74,9	74,9	78,0	72,5	68,6	76,5	76,5	67,6
460	73,8	77,2	78,0	78,0	77,1	77,0	80,0	73,6	70,1	78,8	78,1	69,6
470	76,2	78,8	80,5	80,0	78,8	79,0	82,0	74,6	71,7	81,5	79,9	72,0
480	79,1	80,7	83,0	82,2	81,1	81,0	82,8	75,7	73,2	84,4	81,6	74,0
490	80,9	82,2	84,5	83,5	83,0	83,2	83,5	76,7	75,0	86,4	83,2	75,9
500	82,3	84,0	85,7	84,6	84,8	—	—	77,7	76,8	88,1	85,0	—

218. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%	к. к.		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Колодезная нефть													
28—85	8,4	0,6780	51	58	64	71	85	0	61,7	—	80,2	0	—
28—100	9,5	0,6857	53	61	69	81	95	—	59,5	—	78,5	—	—
28—110	10,6	0,6930	54	65	74	90	105	—	57,5	—	77,0	—	—
28—120	12,1	0,7036	56	69	82	103	118	0	54,8	—	74,8	0	—
28—130	14,5	0,7113	58	73	92	120	133	—	52,0	—	72,5	—	—
28—140	15,5	0,7145	59	74	96	127	139	—	50,8	—	71,8	—	—
28—150	17,0	0,7194	60	77	103	137	148	Следы	49,2	—	70,6	0	—
28—160	18,6	0,7230	61	78	108	145	158	—	47,5	—	68,5	—	—
28—170	20,6	0,7275	61	80	114	156	169	—	45,2	—	65,8	—	—
28—180	22,6	0,7323	62	82	120	166	181	Следы	43,0	—	63,2	0	—
28—190	24,6	0,7357	64	84	126	177	192	—	41,2	—	61,0	—	—
28—200	26,1	0,7388	65	86	130	185	201	0,002	39,9	—	59,2	0	—
Величаевская нефть													
28—85	5,5	0,6855	48	58	66	79	85	0	64,3	—	81,4	—	365
28—100	8,2	0,6996	50	67	78	93	102	—	59,0	—	77,3	—	—
28—110	9,2	0,7047	51	70	82	98	108	—	57,2	—	76,7	—	—
28—120	11,0	0,7144	52	76	90	108	120	0	53,8	—	74,5	—	188
28—130	13,2	0,7204	55	80	98	121	132	—	50,5	—	73,0	—	—
28—140	14,7	0,7245	56	83	104	129	140	—	48,6	—	71,6	—	—
28—150	16,6	0,7298	58	86	111	140	150	0,009	46,0	—	69,5	—	—
28—160	18,1	0,7314	59	86	114	145	157	—	44,8	—	67,6	—	—
28—170	20,2	0,7334	60	87	118	153	165	—	43,3	—	65,6	—	—
28—180	21,9	0,7350	61	88	122	158	172	—	42,0	—	63,8	—	—
28—190	23,1	0,7364	61	88	124	163	177	—	41,0	—	62,3	—	—
28—200	25,2	0,7384	62	89	128	170	185	0,010	39,4	—	60,2	—	76
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)													
28—85	4,8	0,6836	49	58	67	79	87	0	63,5	76,5	82,5	—	—
28—100	7,2	0,6975	54	66	78	91	102	—	59,6	72,6	78,6	—	—
28—110	8,8	0,7054	57	71	85	99	110	—	57,4	70,4	76,4	—	—
28—120	10,3	0,7141	60	76	92	109	118	0	55,0	68,0	74,0	—	—

Продолжение табл. 218

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%	н. к.		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)													
28—130	11,8	0,7166	61	80	99	121	130	—	52,0	65,0	72,0	—	—
28—140	13,3	0,7247	62	83	106	132	142	—	49,0	62,0	70,0	—	—
28—150	14,8	0,7302	63	88	114	142	154	0	45,8	58,8	68,8	—	—
28—160	17,3	0,7345	64	90	120	151	164	—	44,2	57,2	67,2	—	—
28—170	19,3	0,7382	65	92	125	159	171	—	42,8	55,8	65,8	—	—
28—180	20,8	0,7405	66	92	128	164	176	0	42,3	54,8	64,3	—	—
28—190	22,8	0,7434	68	95	133	174	187	—	38,0	50,5	61,0	—	—
28—200	25,3	0,7470	70	98	140	186	199	0	33,3	45,8	56,3	—	—
Правобережная нефть (VIII горизонт)													
28—150	17,6	0,7235	65	82	107	135	154	0,003	50,0	—	—	—	—
28—200	26,6	0,7404	66	92	128	171	190	0,009	40,7	—	—	—	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)													
28—150	17,9	0,7225	56	79	107	135	154	0,003	49,3	—	—	—	—
28—200	27,6	0,7431	64	91	133	178	199	0,009	38,2	—	—	—	—
Восточная нефть													
28—85	3,4	0,6904	55	61	68	78	85	0	64,8	76,4	82,9	—	—
28—100	5,2	0,7000	59	68	78	89	96	—	60,8	72,8	80,1	—	—
28—110	7,7	0,7135	62	76	90	104	111	—	55,5	67,5	76,0	—	—
28—120	9,1	0,7202	65	82	96	112	119	—	52,7	64,7	74,2	—	—
28—130	12,2	0,7260	68	88	105	124	133	—	50,2	62,7	71,3	—	—
28—140	13,7	0,7287	70	91	110	131	141	—	49,0	61,5	69,7	—	—
28—150	16,1	0,7330	73	94	117	141	152	Следы	47,0	60,0	67,3	—	—
28—160	17,7	0,7355	74	96	122	148	159	—	44,7	57,7	66,0	—	—
28—170	20,1	0,7392	75	99	128	158	171	—	39,5	52,5	61,6	—	—
28—180	22,3	0,7425	77	102	134	167	181	Следы.	37,7	50,7	60,6	—	—
28—190	23,7	0,7450	78	103	138	173	188	—	35,6	48,6	59,3	—	—
28—200	26,0	0,7479	79	106	143	183	198	0,010	32,3	45,3	56,8	0,43	—

Озексуатская нефть (смесь)													
28—80	3,7	0,6750	37	49	62	72	80	0	69,5	—	85,5	0	482
28—100	6,9	0,6930	47	64	79	92	97	0	59,2	—	75,9	0	—
28—110	8,1	0,7000	50	68	83	98	105	0	57,5	—	74,9	0	—
28—120	9,9	0,7100	53	73	91	109	117	0	56,6	—	74,6	0	—
28—130	11,6	0,7170	55	77	96	117	125	0	54,2	—	73,2	0	—
28—140	13,4	0,7250	57	81	104	126	134	0	51,8	—	71,8	0	—
28—150	15,4	0,7280	58	84	108	135	145	0	49,6	—	72,6	0	—
28—160	16,8	0,7300	59	87	111	141	152	0	47,0	—	70,0	0	—
28—170	19,0	0,7350	61	88	118	154	164	0	43,4	—	66,4	0	—
28—180	20,4	0,7380	63	89	124	163	173	Следы	41,4	—	64,4	0	—
28—190	21,8	0,7400	63	90	128	170	181	»	38,7	—	61,7	0	—
28—200	24,0	0,7430	63	91	136	182	194	»	34,6	—	57,6	0	—
Озексуатская нефть (скважина № 22)													
н. к.—120	7,3	0,7220	68	83	97	113	121	0	50,0	—	70,2	—	—
Поварковская нефть													
28—85	4,0	0,6803	38	54	63	73	80	—	63,5	—	82,0	—	436
28—100	6,3	0,6935	49	62	74	87	94	—	60,7	—	79,8	—	—
28—110	7,6	0,7012	52	67	80	94	103	—	59,0	—	78,6	—	—
28—120	9,4	0,7120	61	74	89	105	114	—	57,1	—	77,0	—	231
28—130	10,3	0,7140	62	76	92	109	118	—	55,5	—	76,0	—	—
28—140	13,6	0,7220	63	82	104	125	133	—	50,0	—	72,5	—	—
28—150	15,4	0,7265	64	85	110	133	142	—	47,0	—	70,5	—	146
28—160	17,3	0,7293	65	87	116	142	151	—	44,5	—	68,2	—	—
28—170	19,4	0,7330	67	90	121	150	161	—	41,7	—	65,7	—	—
28—180	21,5	0,7362	68	92	126	159	171	—	38,8	—	63,2	—	—
28—190	23,4	0,7395	69	95	131	168	180	—	36,2	—	61,0	—	—
28—200	25,0	0,7419	70	97	135	174	187	0,004	34,1	—	59,0	—	125

Продолжение табл. 218

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%	к. к.		без ТЭС	с 0,41 *г* ТЭС на 1 *кг*	с 0,82 *г* ТЭС на 1 *кг*		
Ставропольская нефть													
28—85	4,4	0,6905	48	59	70	83	90	0,003	66,3	79,3	82,0	—	360
28—100	6,7	0,7000	51	66	79	94	102	—	60,2	73,0	77,2	—	—
28—110	7,9	0,7050	53	69	84	99	107	—	57,0	70,0	75,2	—	—
28—120	9,5	0,7120	55	74	90	107	115	—	53,0	66,0	71,5	—	—
28—130	11,9	0,7213	58	81	100	118	127	0,005	46,8	59,8	67,5	0,26	195
28—140	12,7	0,7237	58	82	102	123	133	—	—	—	—	—	—
28—150	15,0	0,7297	59	83	109	137	148	0,006	44,8	58,0	68,0	0,14	167
28—160	18,0	0,7346	63	90	118	148	165	0,007	39,0	52,0	62,0	0,14	91
28—170	20,2	0,7383	65	93	123	158	174	—	37,0	50,0	60,0	—	—
28—180	21,5	0,7407	66	95	127	165	180	—	35,6	48,6	58,6	—	—
28—190	22,8	0,7430	67	97	130	171	185	—	34,5	47,0	57,5	—	—
28—200	23,4	0,7439	68	98	132	174	188	0,012	34,0	46,0	57,0	0,14	56
Мектебская нефть													
28—85	4,0	0,6961	55	62	71	82	90	—	67,5	77,9	—	0,48	314
28—100	6,9	0,7100	63	72	85	99	108	—	61,4	72,4	—	—	—
28—110	8,2	0,7150	67	77	91	106	115	—	58,8	70,8	—	—	—
28—120	9,3	0,7201	70	81	97	113	123	—	56,4	69,0	—	0,28	—
28—130	11,4	0,7250	72	84	102	120	132	—	54,5	68,0	—	—	—
28—140	13,0	0,7290	73	87	108	128	140	—	53,2	66,4	—	—	—
28—150	15,0	0,7336	75	91	114	136	151	0,004	51,3	65,2	—	0,28	138
28—160	16,5	0,7370	77	93	117	143	157	—	50,0	63,5	—	—	—
28—170	18,2	0,7410	78	96	122	151	164	—	48,8	62,0	—	—	—
28—180	20,3	0,7467	80	99	128	162	173	—	47,1	60,6	—	0,48	—
28—190	21,6	0,7480	80	100	133	167	179	—	46,0	59,5	—	—	—
28—200	23,2	0,7491	81	102	144	177	192	0,006	44,4	57,8	—	0,56	102

219. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Колодезная нефть								
28—62	3,9	—	—	3	5	92	43	49
62—95	4,8	0,7270	1,4050	6	46	48	27	21
95—120	3,4	0,7403	1,4157	8	31	61	20	41
120—150	4,9	0,7546	1,4296	15	21	64	28	36
150—200	9,1	0,7734	1,4350	17	22	61	32	29
28—200	26,1	0,7383	—	12	25	63	30	33
Величаевская нефть								
28—62	3,8	0,6464	1,3738	3	9	88	49	39
62—95	2,9	0,7153	1,4005	9	28	63	31	32
95—120	4,3	0,7428	1,4140	10	39	51	21	30
120—150	5,6	0,7539	1,4237	16	24	60	28	32
150—200	8,6	0,7739	1,4340	16	27	57	29	28
28—200	25,2	0,7384	1,4235	13	24	63	28	35
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)								
28—62	1,5	0,6509	1,3727	2	3	95	47	48
62—95	4,7	0,7158	1,3962	8	30	62	23	39
95—120	4,1	0,7375	1,4120	10	33	57	25	32
120—150	4,5	0,7543	1,4183	15	20	65	27	38
150—200	10,5	0,7715	1,4330	16	19	65	33	32
28—200	25,3	0,7390	1,4180	13	24	63	34	29
Правобережная нефть (VIII горизонт)								
28—70	3,4	0,6663	—	—	—	100	—	—
70—95	2,9	0,7251	—	7	27	66	—	—
95—120	5,2	0,7338	—	11	29	60	—	—
120—150	6,1	0,7530	—	16	21	63	—	—
150—200	9,0	0,7725	—	18	13	69	—	—
28—200	26,6	0,7404	—	13	20	67	—	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)								
28—60	2,1	—	—	—	—	100	—	—
60—95	3,9	0,7061	—	6	32	62	—	—
95—120	5,2	0,7351	—	10	37	53	—	—
120—150	6,7	0,7539	—	16	19	65	—	—
150—200	9,7	0,7745	—	18	16	66	—	—
28—200	27,6	0,7431	—	12	22	66	—	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)								
28—62	1,6	0,6490	1,3748	1,4	3,6	95	50	45
62—95	1,6	0,7023	1,3951	3	25	72	25	47
95—120	3,5	0,7287	1,4095	12	19	69	22	47
120—150	6,4	0,7445	1,4192	16	7	77	25	52
150—200	10,4	0,7609	1,4268	12	9	79	33	46
28—200	23,5	0,7395	1,4162	12	10	78	30	48

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изо строения
Восточная нефть								
28—62	1,9	0,6559	1,3770	3	5	92	46	46
62—95	2,9	0,7133	1,4000	8	38	54	29	25
95—120	4,3	0,7360	1,4116	10	38	52	22	30
120—150	7,0	0,7512	1,4213	15	23	62	26	36
150—200	9,9	0,7717	1,4346	16	22	62	26	36
28—200	26,0	0,7479	1,4210	15	23	62	27	35
Озексуатская нефть (смесь)								
28—95	5,2	0,6891	1,3890	4	37	59	—	—
95—120	4,7	0,7457	1,4165	12	42	46	—	—
120—150	5,5	0,7602	1,4305	18	26	56	—	—
150—200	8,6	0,7800	1,4355	17	24	59	—	—
28—200	24,0	0,7430	1,4243	13	31	56	—	—
Озексуатская нефть (скважина № 22)								
н. к.—95	4,5	0,7009	—	6	35	59	—	—
95—120	2,8	0,7368	—	10	35	55	—	—
120—150	5,9	0,7546	—	15	28	57	—	—
150—200	8,2	0,7719	—	15	30	55	—	—
н. к.—200	21,4	0,7471	—	12	32	56	—	—
Поварковская нефть								
28—62	1,6	0,6404	1,3780	1	0	99	44	55
62—95	3,9	0,7093	1,4000	7	37	56	32	24
95—120	3,9	0,7398	1,4185	12	37	51	22	29
120—150	6,0	0,7510	1,4270	14	21	65	31	34
150—200	9,6	0,7695	1,4320	15	18	67	37	30
28—200	25,0	0,7419	1,4200	14	22	64	33	31
Ставропольская нефть								
28—60	1,1	0,6386	1,3681	2	1	97	53	44
60—95	4,8	0,7106	1,3997	6	38	56	32	24
95—120	3,7	0,7431	1,4180	11	38	51	21	30
120—150	5,5	0,7530	1,4240	15	24	61	34	27
150—200	8,4	0,7716	1,4341	15	28	57	35	22
28—200	23,4	0,7439	1,4189	12	23	65	31	34
Мектебская нефть								
28—62	2,5	0,6563	1,3830	2	4	94	44	50
62—95	3,1	0,7202	1,4020	4	50	46	19	27
95—120	3,7	0,7393	1,4122	7	43	50	15	35
120—150	5,7	0,7566	1,4235	12	33	55	18	37
150—200	8,2	0,7848	1,4374	16	45	39	19	20
28—200	23,2	0,7491	1,4232	11	38	51	18	33

220. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 62 °С

Углеводород	Температура кипения, °С	Правобережная, (VIII и IX горизонты)	Восточная	Поварковская	Ставропольская*
Пропан	—42,1	—	—	—	0,002
Изобутан	—11,7	—	0,01	0,003	0,006
н-Бутан	—0,5	0,01	0,06	0,040	0,058
2-Метилбутан	27,9	0,18	0,21	0,222	0,232
н-Пентан	36,1	0,36	0,40	0,464	0,433
2,3-Диметилбутан	58,0	—	—	—	0,005
2-Метилпентан	60,3	0,27	0,30	0,336	0,145
3-Метилпентан	63,3	0,23	0,31	0,259	0,109
Изогексаны**	—	0,04	0,05	0,040	—
н-Гексан	68,7	0,32	0,42	0,197	0,091
Изогептан	—	—	—	0,020	—
Метилциклопентан	71,8	0,05	0,07	—	0,019
Бензол	80,1	0,02	0,06	0,019	—
Циклогексан	80,7	—	0,01	—	—
н-Гептан	98,4	0,02	—	—	—

* Фракция выкипает до 60 °С.
** Неустановленного строения.

221. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С

Углеводород	Температура кипения, °С	Колодезная	Величаевская	Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	Мектебская
Пропан	—42,1	0,004	0,01	0,003	—
Изобутан	—11,7	0,040	0,04	0,024	0,013
н-Бутан	—0,5	0,254	0,19	0,154	0,107
2-Метилбутан	27,9	0,562	0,405	0,319	0,251
н-Пентан	36,1	0,895	0,711	0,385	0,480
2,3-Диметилбутан	58,0	—	—	0,024	0,009
Изогексаны*	—	0,046	0,054	—	—
2-Метилпентан	60,3	0,953	0,76	0,233	0,368
3-Метилпентан	63,3	0,762	0,56	0,179	0,415
н-Гексан	68,7	2,158	1,46	0,393	0,739
Изогептаны*	—	0,634	0,18	0,195	0,498
Метилциклопентан	71,8	0,653	0,42	0,070	0,307
Бензол	80,1	0,120	0,24	0,038	0,131
Циклогексан	80,7	0,644	0,33	0,129	0,434
н-Гептан	98,4	0,238	0,01	—	0,248
н-Октан	125,7	0,427	0,13	—	—
Неидентифицированные	—	—	—	0,054	—

* Неустановленного строения.

222. **Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 150 °С, озексуатской нефти (смеси)**

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание углеводородов (в вес. % на нефть)
н-Пентан	36,1	1,089
н-Гексан	68,7	0,883
н-Гептан	98,4	0,988
н-Октан	125,7	1,431
н-Нонан	150,7	1,098
Всего парафиновых углеводородов нормального строения		5,489
2-Метилбутан	27,9	0,551
2,3-Диметилбутан	58,0	0,048
2-Метилпентан	60,3	0,495
3-Метилпентан	63,3	
2,2-Диметилпентан	79,2	0,057
2,3-Диметилпентан	86,1	0,155
2-Метилгексан	90,0	0,479
3-Этилпентан	93,5	0,086
2,4-Диметилгексан	109,4	0,103
2,3-Диметилгексан	115,7	0,189
2-Метилгептан	117,6	0,542
2,6-Диметилгептан	136,2	0,146
Всего парафиновых углеводородов изостроения	—	2,851
Всего парафиновых углеводородов	—	8,340
Циклопентан	49,3	0,058
Метилциклопентан	71,8	0,302
1,1-Диметилциклопентан	87,8	0,168
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	91,9	0,125
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	110,4	0,168
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов		0,821
Циклогексан	80,7	0,458
Метилциклогексан	100,9	1,239
1,3-Диметилциклогексан (*транс*-)	—	0,565
1,4-Диметилциклогексан (*транс*-)	—	0,074
1,1-Диметилциклогексан	119,5	0,049
1,2-Диметилциклогексан (*транс*-)	—	0,308
1,2-Диметилциклогексан (*цис*-)	129,7	0,018
Этилциклогексан	131,8	0,283
1,1,3-Триметилциклогексан	136,6	0,237
н-Пропилциклогексан	—	0,056
1-Метил-3-этилциклогексан	—	0,193
1-Метил-4-этилциклогексан	—	0,109
1,3,5-Триметилциклогексан	—	0,053
1,2,4-Триметилциклогексан	141,2	0,120
1,2,3-Триметилциклогексан	—	0,018
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов		3,780
Всего нафтеновых углеводородов		4,601

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание углеводородов (в вес. % на нефть)
Бензол	80,1	0,094
Толуол	110,6	0,391
Этилбензол	136,2	0,200
п-Ксилол	138,3	0,114
м-Ксилол	139,1	0,317
о-Ксилол	144,4	0,105
Всего ароматических углеводородов		1,221
Неидентифицированные		1,238

223. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—145 °С

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Колодезная нефть			Восточная нефть		
Этилбензол	3,1	0,130	Этилбензол	1,0	0,059
п-Ксилол	—	—	*п*-Ксилол	2,0	0,118
м-Ксилол	10,3	0,433	*м*-Ксилол	7,0	0,413
о-Ксилол	3,4	0,143	*о*-Ксилол	5,0	0,295
Величаевская нефть			Поварковская нефть		
Этилбензол	2,5	0,110	Этилбензол	0,7	0,036
п-Ксилол	2,6	0,114	*п*-Ксилол	0	0
м-Ксилол	7,2	0,316	*м*-Ксилол	8,8	0,457
о-Ксилол	6,4	0,282	*о*-Ксилол	4,5	0,234
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)			Мектебская нефть (фракция 120—150 °С)		
Этилбензол	0,5	0,019	Этилбензол	1,5	0,085
п-Ксилол	3,0	0,114	*п*-Ксилол	1,6	0,091
м-Ксилол	7,0	0,266	*м*-Ксилол	4,5	0,256
о-Ксилол	7,6	0,289	*о*-Ксилол	3,5	0,200
Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)					
Этилбензол	—	—			
п-Ксилол	2,6	0,138			
м-Ксилол	11,6	0,615			
о-Ксилол	3,2	0,170			

224. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Колодезная нефть								
62—85	4,5	0,6996	0	7	34	59	29	30
62—105	6,2	0,7173	0	8	39	53	29	24
85—120	3,7	0,7340	Следы	8	34	58	25	33
85—180	14,2	0,7544	0,009	13	25	62	30	32
105—120	2,0	0,7384	Следы	6	30	64	24	40
120—140	3,4	0,7522	—	18	22	60	28	32
140—180	7,1	0,7692	0,008	16	18	66	34	32
Величаевская нефть								
62—85	1,7	0,7012	0	8	37	55	29	26
62—105	5,4	0,7201	0,005	9	38	53	25	28
85—120	5,9	0,7337	—	8	38	54	23	31
85—180	16,4	0,7564	0,007	14	28	58	28	30
105—120	1,8	0,7375	—	6	31	63	28	35
120—140	3,7	0,7631	—	17	24	59	28	31
140—180	7,2	0,7738	0,011	18	21	61	31	30
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)								
62—85	3,3	0,7167	0	6	30	64	32	32
62—105	6,3	0,7257	0,003	8	31	61	29	32
62—140	11,8	0,7396	—	11	31	58	25	33
62—180	19,3	0,7496	—	15	20	65	27	38
85—105	3,0	0,7303	0,004	9	32	59	27	32
85—120	5,5	0,7335	0,005	10	33	57	21	36
85—180	16,0	0,7568	0,007	15	20	65	27	38
105—120	2,5	0,7385	—	12	28	60	26	34
105—140	5,5	0,7523	—	14	23	63	27	36
120—140	3,0	0,7622	0,005	15	20	65	28	37
140—180	7,5	0,7694	0,009	16	19	65	32	33
Восточная нефть								
62—85	1,5	0,7101	0	7	31	62	32	30
62—105	4,8	0,7193	Следы	9	37	54	27	27
62—140	11,8	0,7381	—	12	29	59	27	32
62—180	20,4	0,7505	0,006	14	24	62	26	36
85—120	5,7	0,7349	Следы	12	33	55	24	31
85—180	18,9	0,7597	0,010	15	23	62	26	30
105—120	2,4	0,7419	Следы	13	29	58	24	34
105—140	7,0	0,7483	»	14	25	61	26	35
120—140	4,6	0,7597	0,008	15	23	62	26	36
140—180	8,6	0,7702	0,012	15	23	62	26	36

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Озексуатская нефть (смесь)								
85—180	16,4	0,7551	0,009	13	24	63	—	—
120—140	3,5	0,7520	0,009	16	27	57	—	—
Поварковская нефть								
62—85	2,4	0,7014	0	5	28	67	35	32
62—105	5,2	0,7160	Следы	8	38	54	25	29
85—120	5,4	0,7276	»	11	37	52	15	37
85—180	17,5	0,7445	0,005	14	29	57	26	31
105—120	2,6	0,7260	Следы	13	32	55	18	37
105—140	6,8	0,7370	—	13	27	60	24	36
120—140	4,2	0,7510	0,006	14	24	62	27	35
140—180	7,9	0,7628	0,008	15	25	60	33	27
Ставропольская нефть								
60—85	3,3	0,7061	0,005	6	36	58	—	—
60—105	6,1	0,7187	0,007	8	41	51	—	—
85—120	5,1	0,7360	0,009	10	36	54	—	—
85—180	17,1	0,7551	0,009	13	24	63	—	—
105—120	2,3	0,7411	0,009	9	28	63	—	—
105—140	5,5	0,7472	0,009	13	27	60	—	—
120—140	3,2	0,7520	0,009	16	27	57	—	—
140—180	8,8	0,7659	0,008	15	20	65	—	—
Мектебская нефть								
62—85	1,5	0,7176	Следы	5	42	53	31	22
62—105	5,1	0,7275	»	5	48	47	18	29
62—140	10,5	0,7395	»	8	41	51	16	35
62—180	17,8	0,7534	0,005	11	35	54	17	37
85—105	3,6	0,7359	Следы	6	45	49	17	32
85—120	5,3	0,7366	»	7	43	50	15	35
85—180	16,3	0,7600	0,006	12	37	51	18	33
105—120	1,7	0,7379	—	4	43	53	16	37
105—140	5,4	0,7528	0,005	11	35	54	18	36
120—140	3,7	0,7660	—	12	33	55	18	37
140—180	7,3	0,7763	0,008	14	33	53	19	34

225. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{40}, *сст*	Температура, °С		Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
			н.к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки						
Колодезная нефть																	
70—220	24,2	0,7617	101	116	153	213	222	1,05	3,30	<—60	—	10 360	35	13,7	0,008	0	—
120—220	17,4	0,7692	132	144	160	190	203	1,13	3,85	То же	32	10 350	31	15,6	—	0	—
120—240	20,4	0,7765	142	151	178	220	231	1,30	5,00	—48	36	10 350	31	13,9	0,007	0,21	—
200—240	6,4	0,7970	210	216	222	228	236	2,43	—	—28	88	10 295	30	10,0	0,010	0,70	—
200—240**	4,3	0,8155	210	216	222	228	236	2,60	20,60	—62	87	10 265	26	12,1	—	—	—
Величаевская нефть																	
70—230	26,1	0,7623	99	115	151	202	218	1,06	3,18	—61	—	10 375	30	17,0	0,002	0,77	—
120—200	14,2	0,7678	140	147	158	178	189	1,04	—	<—60	32	10 340	32	16,6	0,003	0,75	—
120—215	15,9	0,7721	143	151	165	195	215	1,22	4,38	—60	34	10 335	31	17,0	0,003	0,85	—
120—240	21,6	0,7785	145	155	182	225	250	1,28	4,98	—49	36	10 330	30	14,8	0,010	1,67	—
150—280	23,8	0,7869	142	157	204	251	273	1,64	—	—46	42	—	—	15,2	—	—	—
200—240	7,4	0,7964	206	212	220	234	260	2,21	—	—22	81	10 290	30	11,2	—	—	—
200—240**	5,0	0,8055	206	212	220	234	260	2,40	—	—60	82	—	29	13,0	—	—	—
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)																	
120—200	15,0	0,7707	140	151	164	191	199	1,13	—	<—60	32	10 400	33	15,9	0,010	0	—
120—240	22,0	0,7776	147	157	184	224	235	1,36	5,66	—50	35	10 370	33	15,4	0,012	0	1,0
200—240	7,0	0,7950	210	220	225	233	236	2,40	—	—26	81	10 310	32	13,0	0,018	0	—
200—240**	5,1	0,8036	212	220	225	233	236	2,51	—	—41	82	—	31	15,0	—	0	—
Правобережная нефть (VIII горизонт)																	
120—250	24,8	0,7770	140	150	178	221	235	1,37	—	—49	33	10 350	32	19,0	0,010	—	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)																	
120—250	26,9	0,7785	141	151	182	229	243	1,45	—	—43	39	10 335	31	19,2	0,010	—	—

Восточная нефть																	
120—200	16,9	0,7719	142	149	162	189	197	1,12	—	—62	29	—	33	—	0,012	—	—
120—240	24,6	0,7766	146	154	175	209	219	1,25	—	—50	—	—	32	14,6	0,022	1,15	—
200—240	7,7	0,7934	212	214	217	222	233	2,26	—	—30	—	—	30	12,0	0,029	—	—
200—240**	5,6	0,8135	213	215	216	222	234	2,37	—	—50	—	—	28	—	—	—	—
Озексуатская нефть (смесь)																	
28—235	27,7	0,7570	71	104	151	212	224	1,05	—	—60	—	10 340	—	15,0	0,010	0	2,0
120—210	15,1	0,7750	141	149	166	196	205	1,22	—	—60	30	10 410	33	17,0	Следы	0	2,4
200—240	6,0	0,8070	218	221	224	231	238	2,43	—	—27	—	—	—	17,0	—	—	—
Озексуатская нефть (скважина № 22)																	
120—210	14,7	0,7680	144	148	165	195	209	1,19	—	—60	30	10 330	—	13,4	0	—	—
Поварковская нефть																	
120—200	15,6	0,7616	140	145	167	178	188	1,08	—	<—60	—	—	—	13,0	—	—	—
120—210	17,4	0,7640	141	148	169	191	202	1,15	3,59	То же	30	10 420	36	13,7	—	0	1,4
120—240	23,2	0,7733	142	152	181	217	226	1,28	4,59	—49	34	10 350	34	12,7	0,008	0,23	2,4
200—240	7,6	0,7928	206	212	216	226	233	2,18	—	—29	—	—	—	—	0,010	—	—
200—240**	5,6	0,8092	207	212	217	227	235	2,26	—	—44	—	—	—	—	—	—	—
Ставропольская нефть																	
60—280	38,9	0,7754	104	124	183	250	261	1,28	—	—35	—	10 350	—	12,6	0,018	0,28	4,0
60—280**	28,5	0,7931	100	124	184	250	260	1,39	—	—61	—	10 300	—	20,1	0,018	0,28	—
80—230	24,6	0,7615	106	118	153	202	214	1,07	3,48	—60	—	10 350	—	12,1	0,014	0,14	1,6
105—260	28,8	0,7794	131	144	184	239	249	1,46	—	—40	28	10 360	32	13,6	0,017	0,28	4,0
105—260**	15,6	0,7931	130	143	182	239	248	1,53	—	<—62	—	10 330	—	20,3	0,017	0,28	—
120—220	16,2	0,7668	137	146	164	194	205	1,15	4,07	—60	29	10 355	35	14,0	0,007	0,14	1,6
150—220	11,9	0,7749	166	172	182	202	212	1,46	6,23	—47	47	10 365	33	13,5	0,008	0,14	1,6
Мектебская нефть																	
120—240	20,9	0,7922	152	161	184	221	233	1,48	6,13	—59	39	10 335	28	15,8	0,012	0,81	4,4

* Меркаптановая сера отсутствует.
** После карбамидной депарафинизации.

226. Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, мм	Содержание серы, %	Кислотность, мг КОН на 100 мл дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки			
Колодезная нефть													
150—300	27,2	0,8022	183	201	243	290	305	76	—15	70	30	0,078	2,58
150—320	31,7	0,8063	188	198	241	313	325	59	—4	68	30	0,085	5,00
Величаевская нефть													
150—300	27,2	0,8020	180	195	237	279	298	81	—17	67	29	0,026	3,76
150—315	28,3	0,8037	185	202	245	290	310	71	—13	68	29	0,032	3,76
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)													
120—280	30,0	0,7852	150	161	199	244	254	—	—40	40	33	—	0,80
150—280	25,5	0,7980	181	193	215	246	256	—	—35	65	31	—	1,00
150—300	29,7	0,7987	183	197	227	260	270	96	—28	65	30	0,045	1,10
150—320	34,0	0,8023	185	203	242	289	299	75	—16	62	30	0,050	1,20
180—300	23,7	0,8029	207	220	233	260	272	96	—25	77	28	0,060	1,20
180—320	28,0	0,8025	212	225	251	292	301	70	—12	83	28	0,070	1,40
200—300	19,2	0,8090	223	235	243	263	275	97	—18	87	28	0,060	1,20
Правобережная нефть (VIII горизонт)													
200—300	20,6	0,8099	213	226	241	268	277	92	—20	87	24	0,055	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)													
200—300	19,7	0,8106	216	226	243	268	280	92	—17	88	24	0,054	—
Восточная нефть													
120—280	30,6	0,7872	148	162	198	243	253	—	<—25	40	29	0,025	1,61
150—280	23,6	0,7948	182	192	215	244	258	—	—34	58	28	0,032	1,84
150—320	34,6	0,8013	188	202	236	271	291	88	—19	64	26	0,036	2,19
Озексуатская нефть (смесь)													
120—310	24,6	0,8030	170	199	254	287	294	73	—13	60	24	—	1,7
215—310	22,5	0,8120	232	242	257	286	294	72	—10	106	—	0,008	1,9
Поварковская нефть													
140—320	38,0	0,8003	178	196	243	295	308	70	—12	64	32	0,035	2,79
150—280	25,3	0,7935	175	188	220	258	271	97	—26	60	32	0,025	0,70
Ставропольская нефть													
150—300	28,9	0,7970	173	186	224	264	273	96	—25	60	28	0,014	—
155—310	29,0	0,7980	178	192	231	270	288	90	—19	64	26	0,015	—
160—310	27,5	0,8020	187	200	232	272	288	89	—16	75	26	0,015	—
180—310	24,0	0,8043	208	219	243	278	291	86	—15	83	26	0,016	—
200—310	22,1	0,8076	220	228	247	278	291	85	—14	94	26	0,017	—
220—310	18,6	0,8120	233	242	253	278	291	83	—13	98	23	0,022	—
Мектебская нефть													
150—280	22,8	0,8154	180	189	220	262	276	95	—34	60	24	0,026	1,29
150—300	26,4	0,8176	184	194	237	281	294	80	—25	61	23	0,038	1,78
150—320	30,6	0,8231	184	197	251	304	314	—	—18	63	22	0,057	2,10

227. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Колодезная нефть			
200—250	10	18	72
250—300	12	10	78
200—300	11	14	75
Величаевская нефть			
200—250	14	20	66
250—300	15	14	71
200—300	15	18	67
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)			
200—250	13	18	69
250—300	14	14	72
200—300	14	16	70
Нефть месторождения Зимняя ставка (пермо-триас)			
200—250	8	9	83
250—300	7	5	88
200—300	7	7	86
Восточная нефть			
200—250	12	20	68
250—300	13	13	74
200—300	13	16	71
Озексуатская нефть (смесь)			
200—250	17	23	60
250—300	16	11	73
200—300	17	16	67
Озексуатская нефть (скважина № 22)			
200—250	12	26	62
250—300	14	10	76
200—300	13	15	72
Поварковская нефть			
200—250	13	19	68
250—300	12	7	81
200—300	13	13	74
Ставропольская нефть			
200—250	13	19	68
250—300	16	6	78
200—300	14	13	73
Мектебская нефть			
200—250	14	37	49
250—300	20	24	56
200—300	17	30	53

228. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Колодезная нефть																
150—350	37,1	56	76,2	203	264	327	343	0,8088	3,80	2,09	—3	3	74	0,085	4,00	82,0
180—320	26,1	57	75,0	232	265	315	325	0,8131	4,23	2,28	—5	—1	92	0,091	7,11	82,4
180—350	31,5	57	76,7	235	276	327	345	0,8156	4,74	2,54	2	4	94	0,101	6,00	85,0
200—300	18,1	57	—	240	255	281	300	0,8118	4,03	2,20	—9	—7	100	0,040	2,00	—
240—350	21,6	57	77,0	272	294	336	349	0,8217	6,70	3,30	2	10	127	0,103	9,90	89,2
Величаевская нефть																
150—350	38,3	59	74,8	215	260	315	332	0,8075	3,50	1,86	—9	—4	72	0,057	4,18	79,2
180—320	26,4	60	—	225	256	297	312	0,8099	3,63	1,94	—11	—9	89	0,035	5,22	—
180—350	33,0	60	75,0	228	269	319	333	0,8123	4,16	2,16	—7	—1	91	0,084	5,44	81,8
200—300	18,6	58	73,4	232	252	282	300	0,8099	3,55	1,90	—15	—13	97	0,040	5,02	78,4
240—350	22,3	64	75,8	271	290	320	334	0,8213	6,21	2,93	3	5	127	0,098	6,27	86,8
300—350	11,1	—	—	303	309	321	336	0,8275	10,31	3,98	14	16	147	—	—	—
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)																
150—350	41,0	55	75,3	205	255	308	320	0,8055	3,10	1,90	—14	—7	70	0,070	1,50	78,8
180—350	35,0	59	75,6	228	264	309	320	0,8101	3,80	2,20	—10	—5	85	0,090	1,90	81,4
200—350	30,5	60	75,6	248	273	311	321	0,8150	4,50	2,50	—5	—1	97	0,100	1,90	83,2
240—350	23,5	59	74,0	275	287	313	323	0,8229	6,00	3,00	2	3	115	0,120	2,60	86,2
240—350**	15,7	—	64,0	276	287	313	325	0,8398	6,44	3,19	—16	—	115	—	—	80,6
Правобережная нефть (VIII горизонт)																
200—350	28,5	59	—	228	260	300	312	0,8148	3,50	2,15	—12	—9	93	0,119	4,80	—
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)																
200—350	27,4	59	—	232	260	298	309	0,8139	3,57	2,18	—10	—8	95	0,094	4,65	—
Восточная нефть																
150—350	42,1	54	73,0	207	248	299	320	0,8054	3,04	1,76	—16	—9	68	0,084	2,54	77,0
180—350	35,9	55	74,0	232	260	304	320	0,8121	3,79	2,10	—11	—5	88	0,086	3,23	80,0
200—350	32,2	55	75,0	243	265	306	322	0,8140	4,28	2,28	—8	—4	100	0,108	3,46	82,0
240—350	24,5	56	75,5	259	275	308	322	0,8178	4,95	2,56	—5	—1	110	0,135	3,69	83,2
240—350**	16,9	—	64,0	259	275	308	322	0,8367	5,26	2,64	—26	—20	—	—	—	77,2

Озексуатская нефть (смесь)																
210—310	22,1	65	—	245	261	290	298	0,8100	4,09	—	—10	<—5	102	0,010	1,90	—
210—365	36,8	—	—	253	290	341	352	0,8190	6,17	—	7	—	—	—	—	—
210—365**	26,5	57,7	—	255	285	341	355	0,8440	6,45	—	—19	—	—	—	—	—
235—290	15,4	61	—	256	266	280	287	0,8120	4,26	—	—10	—	114	0,020	1,80	—
235—345	28,1	—	—	263	290	329	336	0,8180	6,30	—	5	—	—	—	—	—
235—345**	20,4	53,5	—	264	288	325	338	0,8430	6,40	—	—15	—	—	—	—	—
Озексуатская нефть (скважина № 22)																
210—310	19,8	60	—	231	260	276	325	0,8120	3,92	—	—10	—5	94	0,004	—	—
Поварковская нефть																
140—350	42,7	52	—	197	261	327	335	0,8032	3,51	2,03	—8	0	72	0,040	4,89	—
180—320	30,1	—	76,2	221	254	298	308	0,8053	3,36	2,00	—11	—8	83	—	—	80,0
180—350	34,8	56	77,6	226	271	329	340	0,8092	3,68	2,10	—5	3	85	0,050	5,08	83,8
200—350	31,3	—	77,2	238	277	332	341	0,8129	4,81	2,49	—3	5	93	—	5,59	85,2
240—350	23,7	58	—	273	294	333	343	0,8204	6,12	3,00	8	12	130	—	8,14	—
240—350**	18,5	—	—	273	294	333	343	0,8371	6,22	3,04	—16	—11	128	—	—	—
Ставропольская нефть																
150—350	40,1	62	—	195	254	335	346	0,8068	3,24	—	—1	3	66	0,045	—	—
180—350	33,6	60	—	223	270	336	346	0,8179	4,66	2,41	4	7	89	0,040	—	—
215—320	22,6	60	—	240	252	293	307	0,8119	3,90	2,11	—14	—11	98	0,016	—	—
210—350	30,6	64	—	241	279	338	347	0,8146	5,29	2,68	6	8	100	0,050	—	—
225—320	20,4	65	—	248	262	294	309	0,8133	4,20	2,29	—11	—8	102	0,016	—	—
260—320	12,3	66	—	273	282	305	309	0,8178	5,65	2,83	0	2	118	0,042	—	—
275—350	14,1	64	—	306	324	343	350	0,8260	—	4,47	18	20	147	0,056	—	—
310—350	9,6	—	—	328	335	345	352	0,8286	—	5,19	22	25	160	0,070	—	—
Мектебская нефть																
150—350	36,3	57,6	62,9	197	261	325	344	0,8288	3,81	2,11	—15	—9	69	0,074	2,59	73,0
180—350	31,0	57,0	61,7	224	277	332	346	0,8368	4,87	2,55	—12	—7	88	0,077	2,74	75,2
200—350	28,1	59,0	61,9	242	284	332	346	0,8397	5,54	2,78	—9	—5	102	0,087	2,91	77,0
240—350	21,1	58,0	61,1	280	299	335	350	0,8482	8,12	3,73	—3	0	130	0,110	2,34	80,2
240—350**	17,0	48,0	50,6	280	299	335	350	0,8675	8,77	3,90	—49	—44	—	—	—	73,0

* Сера меркаптановая отсутствует.
** После карбамидной депарафинизации.

229. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс	Содержание ароматических углеводородов, %
	на фракцию	на нефть							
Колодезная нефть									
Фракция 200—240 °С	100,0	6,4	0,7970	1,4458	73,4	2,43	—33	74,3	10,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	66,7	4,3	0,8155	—	70,0	2,60	—	66,5	12,1
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	33,3	2,1	—	—	—	—	—12	—	—
Величаевская нефть									
Фракция 200—240 °С	100,0	7,4	0,7954	1,4445	—	2,21	—27		11,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	68,0	5,0	0,8055	—	—	2,40	<—60	—	13,0
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	32,0	2,4	0,7627	—	—	—	—15	—	—
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)									
Фракция 240—350 °С	100,0	23,5	0,8229	1,4602	86,2	6,00	2	74,0	14,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	66,8	15,7	0,8398	—	80,6	6,44	—16	64,0	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	33,2	7,8	0,7789	1,4377	—	—	21	—	—
Восточная нефть									
Фракция 200—240 °С	100,0	7,7	0,7934	1,4440	—	2,26	—32	—	12,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	73,0	5,6	0,8135	—	—	2,37	<—50	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	27,0	2,1	—	—	—	—	—14	—	—

Фракция 240—350 °С	100,0	24,5	0,8178	1,4595	83,2	4,95	—5	75,5	14,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	69,0	16,9	0,8367	—	77,2	5,26	—26	64,0	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	31,0	7,6	0,7831	—	—	—	13	—	—
Озексуатская нефть (смесь)									
Фракция 210—365 °С	100,0	36,8	0,8190	—	—	6,17	7	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	72,0	26,5	0,8440	—	—	6,45	—19	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	28,0	10,3	0,7860	1,4420	—	—	28	—	—
Фракция 235—345 °С	100,0	28,1	0,8180	—	—	6,30	5	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	72,6	20,4	0,8430	—	—	—	—15	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	27,4	7,7	0,7840	1,4410	—	—	24	—	—
Поварковская нефть									
Фракция 240—350 °С	100,0	23,7	0,8204	1,4576	—	6,12	8	—	13
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	78,1	18,5	0,8371	—	—	6,22	—16	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	21,9	5,2	0,7847	—	—	—	23	—	—
Мектебская нефть									
Фракция 240—350 °С	100,0	21,1	0,8482	1,4708	80,2	8,12	—3	61,1	20
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	80,6	17,0	0,8679	—	73,0	8,77	—49	50,6	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	19,4	4,1	0,7881	1,4406	—	—	20	—	—

230. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание, %		Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание смолистых веществ, %
								серы	смол серно-кислотных			I группа	II и III группы	IV группа	
Колодезная	350—500	27,8	0,8550	345	10,10	4,14	39	0,17	—	0	84	5	4	5	2
Величаевская	350—500	28,8	0,8568	370	13,60	4,76	39	0,17	—	0	81	6	5	6	2
Правобережная (VIII и IX горизонты)	350—500	29,7	0,8551	360	13,80	4,28	39	0,36	5	0	81	6	4	7	2
Правобережная (VIII горизонт)	350—500	29,0	0,8564	360	13,98	4,34	37	0,32	—	0,08	81	6	3	8	2
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	350—500	29,2	0,8543	360	13,88	4,45	38	—	—	0,07	83	5	3	6	3
Восточная	350—490	25,0	0,8598	350	12,39	4,07	38	0,32	6	0	81	6,5	4	6,5	2
Поварковская	350—500	30,9	0,8536	340	13,50	4,16	40	0,16	—	0	84	5	4	5	2
Ставропольская	350—500	29,1	0,8500	350	13,35	4,21	38	0,12	—	0,06	84	5	4	5	2
Мектебская	350—490	24,4	0,8941	360	23,90	5,67	33	0,21	12	0,06	66	13	7	10	4

231. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С)

Выход, объемн. %	Фракция 350—400 °С поварковской нефти	Фракция 350—400 °С мектебской нефти	Выход объемн. %	Фракция 350—400 °С поварковской нефти	Фракция 350—400 °С мектебской нефти
н. к.	348	325	60	421	432
5	352	374	70	432	440
10	368	381	80	444	448
20	385	388	90	465	463
30	397	394	95	477	475
40	405	409	98	480	482
50	413	422	к. к.	480	482

232. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Колодезная нефть								
Мазут топочный 100	45,5	0,9039	2,20	1,69	42	218	0,17	2,95
Остаток								
выше 350 °С	45,5	0,9039	2,20	1,69	42	218	0,17	2,95
» 460 °С	26,2	0,9300	8,09	4,74	—	293	0,23	6,53
» 490 °С	19,1	0,9428	18,45	7,06	50*	322	—	8,97
» 500 °С	17,7	0,9452	19,57	8,50	52*	324	0,30	9,08
Величаевская нефть								
Мазут топочный 100	44,8	0,8787	1,93	1,43	42	201	0,27	3,01
Остаток								
выше 350 °С	44,8	0,8789	1,93	1,43	42	201	0,27	3,01
» 400 °С	39,0	0,9122	2,53	1,71	46	220	0,29	3,26
» 460 °С	22,8	0,9312	8,32	3,96	46	260	0,32	6,22
» 490 °С	17,8	0,9396	13,06	6,87	46	290	0,40	8,11
» 500 °С	16,0	0,9446	—	—	45	305	0,40	8,70
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)								
Остаток								
выше 350 °С	44,0	0,8758	2,05	1,60	46*	210	0,40	2,50
» 400 °С	35,5	0,8841	2,60	1,90	50*	236	0,53	3,00
» 450 °С	25,0	0,8999	4,90	2,80	53*	250	0,54	4,30
» 490 °С	15,5	0,9130	9,50	4,99	60*	265	0,59	6,50
» 500 °С	14,3	0,9242	11,10	5,36	62*	332	0,63	8,30
Правобережная нефть (VIII горизонт)								
Мазут топочный 100	44,4	0,8820	2,14	1,71	36	215	0,39	3,13
Остаток								
выше 350 °С	44,4	0,8820	2,14	1,71	36	215	0,39	3,13
» 500 °С	15,4	0,9448	—	9,61	49**	319	0,55	10,39
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)								
Остаток								
выше 350 °С	44,4	0,8771	2,11	1,51	45	201	0,31	2,84
» 500 °С	15,2	0,9457	—	8,35	53**	312	0,44	9,60

* Температура плавления.
** Температура размягчения.

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Восточная нефть								
Мазут топочный 100	41,5	0,8856	3,00	1,76	42	210	0,40	3,22
Остаток								
выше 300 °С	53,3	0,8701	1,66	1,41	37	174	—	1,96
» 350 °С	41,5	0,8856	3,00	1,76	42	210	0,40	3,22
» 400 °С	35,0	0,8916	4,50	2,50	46	220	0,43	4,15
» 450 °С	22,0	0,9111	10,12	5,80	51**	272	0,45	7,34
» 490 °С	16,5	0,9300	17,10	7,60	54**	301	0,50	8,94
Озексуатская нефть (смесь)								
Мазут топочный 100	54,6	0,8660	1,86	1,49	36	194	0,15	1,78
Остаток								
выше 300 °С	54,6	0,8660	1,86	1,49	36	194	0,15	1,78
» 350 °С	41,9	0,8845	3,18	1,83	43	230	0,18	2,57
» 400 °С	32,5	0,8947	4,60	2,36	47	266	—	3,58
» 450 °С	27,4	0,9010	—	—	49	284	0,22	4,08
» 500 °С	22,3	0,9070	—	—	48**	311	0,28	4,59
Озексуатская нефть (скважина № 22)								
Мазут топочный 100	58,2	0,8690	2,27	1,59	34	182	0,18	2,93
Остаток								
выше 310 °С	58,2	0,8690	2,27	1,59	34	182	0,18	2,93
Поварковская нефть								
Остаток								
выше 350 °С	42,7	0,8762	2,19	1,70	46	216	0,17	1,95
» 400 °С	39,9	0,8847	2,83	1,99	48**	235	0,18	2,42
» 450 °С	23,5	0,8960	4,13	2,59	51**	261	0,19	3,40
» 490 °С	13,6	0,9089	6,62	4,31	49**	311	0,23	5,30
» 500 °С	11,9	0,9172	11,10	5,68	44	320	0,26	6,42
Ставропольская нефть								
Мазут топочный 100	55,3	0,8792	1,70	1,40	37	180	0,19	1,70
Остаток								
выше 300 °С	55,3	0,8792	1,70	1,40	37	180	0,19	1,70
» 350 °С	44,1	0,8963	2,20	1,70	43	216	0,21	2,50
» 400 °С	32,9	0,9065	5,90	4,00	46	236	0,23	2,60
» 450 °С	23,5	0,9205	—	4,90	53*	263	0,29	4,00
» 500 °С	15,0	0,9302	—	6,80	40**	336	0,31	6,96
Мектебская нефть								
Мазут топочный								
40	58,4	0,9254	3,77	2,66	23	178	0,37	6,76
100	42,8	0,9504	12,70	5,99	35	236	0,39	9,24
Остаток								
выше 300 °С	58,4	0,9254	3,77	2,66	23	178	0,37	6,76
» 350 °С	48,5	0,9402	7,12	3,63	28	215	0,38	8,04
» 400 °С	42,8	0,9504	12,70	5,99	35	236	0,39	9,24
» 450 °С	32,4	0,9706	—	—	45	272	0,43	11,38
» 490 °С	24,1	0,9860	—	—	56*	310	0,48	12,91

* Температура плавления.
** Температура размягчения.

233. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Колодезная нефть						
350	45,5	0,9039	1,69	42	0,17	2,95
460	26,2	0,9300	4,74	—	0,23	6,58
500	17,7	0,9452	8,50	52*	0,30	9,08
Величаевская нефть						
350	44,8	0,8789	1,43	42	0,27	3,01
460	22,8	0,9312	3,96	46	0,32	6,22
500	16,0	0,9446	—	—	0,40	8,70
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)						
351	44,0	0,8758	1,60	46*	0,40	2,50
450	25,0	0,8999	2,80	53,5*	0,54	4,30
500	14,3	0,9242	5,36	62*	0,63	8,30
Правобережная нефть (VIII горизонт)						
350	44,4	0,8820	1,71	36	0,39	3,13
500	15,4	0,9448	9,61	49**	0,55	10,39
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)						
350	44,4	0,8771	1,51	45	0,31	2,84
500	15,2	0,9457	8,35	53**	0,44	9,60
Восточная нефть***						
350	41,5	0,8856	1,76	42	0,40	3,22
450	22,0	0,9111	5,80	51**	0,45	7,34
490	16,5	0,9300	7,60	54**	0,50	8,94
Озексуатская нефть (смесь)						
350	41,9	0,8845	1,83	43	0,18	2,57
450	27,4	0,9010	—	49	0,22	4,08
500	22,3	0,9070	—	48**	0,28	4,59
Поварковская нефть****						
350	42,7	0,8762	1,70	46	0,17	1,95
450	23,5	0,8960	2,59	51**	0,19	3,40
500	11,9	0,9172	5,68	44	0,26	6,42
Ставропольская нефть						
350	44,1	0,8963	1,70	43	0,21	2,50
450	23,5	0,9205	4,90	53*	0,29	4,00
500	15,0	0,9302	6,80	40**	0,31	6,96
Мектебская нефть						
350	48,5	0,9402	3,63	28	0,38	8,04
450	32,4	0,9706	—	45	0,43	11,38
490	24,1	0,9860	—	56*	0,48	12,91

* Температура плавления.
** Температура размягчения.
*** Содержание ванадия в остатке выше 490 °С—0,00012%.
**** Содержание ванадия в остатке выше 500 °С—0,00045%.

234. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Колодезная нефть											
28—200	26,1	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	8,6	1,4300—1,4840	90	1,4955—1,5088	3	1,5647—1,5840	7	—	—	10	—
250—300	9,5	1,4352—1,4900	88	1,4960—1,5160	6	1,5670—1,5898	4	1,5938—1,6040	2	12	—
300—350	9,9	1,4460—1,4800	87	1,4912—1,4985	3	1,5350—1,5781	5	1,5902—1,6130	5	13	—
350—400	6,0	1,4573—1,4865	86	1,4950—1,5260	4	1,5352—1,5834	3	1,5995—1,6352	6	13	1
400—450	11,6	1,4624—1,4830	85	1,4940—1,5282	5	1,5632—1,5812	3	1,5910—1,6712	5	13	2
450—500	10,2	1,4669—1,4888	81	1,4950—1,5292	5	1,5300—1,5842	5	1,5968—1,6608	5	15	4
Величаевская нефть											
28—200	25,2	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	8,6	1,4400—1,4412	89	1,4965—1,5172	5	1,5440—1,5730	6	—	—	11	—
250—300	10,0	1,4432—1,4478	85	1,4962—1,5200	5	1,5809—1,5819	9	—	—	14	1
300—350	11,1	1,4462—1,4865	83	1,4968—1,5235	6	1,5850	4	1,6240	5	15	2
350—400	5,8	1,4575—1,4700	82	1,4940—1,5258	5	1,5815—1,5855	5	1,6058—1,6068	6	16	2
400—450	13,8	1,4650—1,4733	82	1,4928—1,5298	5	1,5332—1,5835	5	1,6015—1,6200	6	16	2
450—500	9,2	1,4685—1,4878	77	1,4977—1,5292	8	1,5320—1,5875	7	1,5914—1,6360	5	20	3
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)											
28—200	25,3	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	9,0	1,4318—1,4420	87	1,4911—1,5172	7	1,5424—1,5830	6	—	—	13	—
250—300	10,2	1,4408—1,4535	86	1,4926—1,5150	4	1,5588—1,5861	8	1,5912—1,5952	2	14	—
300—350	11,3	1,4460—1,4532	86	1,4911—1,5072	3	1,5559	7	1,5920—1,5965	4	14	—
350—400	8,5	1,4492—1,4709	84	1,4910—1,5270	5	1,5300—1,5890	4	1,6070—1,6435	6	15	1
400—450	10,5	1,4534—1,4835	81	1,4931—1,5283	6	1,5335—1,5821	4	1,5950—1,6554	7	17	2
450—500	10,7	1,4632—1,4836	79	1,4910—1,5274	7	1,5310—1,5840	4	1,5943—1,6732	7	18	3

Правобережная нефть (VIII горизонт)											
28—200	26,6	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	9,7	1,4315—1,4360	91	—	—	1,5328—1,5461	9	—	—	9	—
250—300	10,9	1,4397—1,4535	89	—	—	1,5465—1,5661	10	—	—	10	—
300—350	7,9	1,4440—1,4510	86	—	—	1,5550—1,5890	13	—	—	13	1
350—400	9,7	1,4480—1,4615	83	1,5140—0,5220	6	1,5584—1,5820	2	1,5935—1,6542	7	15	2
400—450	11,3	1,4540—1,4900	82	1,5010—1,5285	5	1,5575—1,5750	3	1,5963—1,6528	8	16	2
450—500	8,0	1,4600—1,4865	79	0,4980—1,5275	7	1,5418—1,5822	4	1,5920—1,6630	8	19	2
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)											
28—200	27,6	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	10,5	1,4320—1,4375	93	—	—	1,5340—1,5530	7	—	—	7	—
250—300	9,2	1,4418—1,4560	85	—	—	1,5390—1,5700	14	1,5910	1	15	—
300—350	7,7	1,4432—1,4576	84	1,5288	1	1,5300	11	1,6095	2	14	2
350—400	9,8	1,4500—1,4880	85	1,5050—1,5200	3	1,5320—1,5850	4	1,6192—1,6510	6	13	2
400—450	9,5	1,4580—1,4885	84	1,5005—1,5312	5	1,5470—1,5828	2	1,6008—1,6680	6	13	3
450—500	9,9	1,4620—1,4820	79	1,4923—1,5250	8	1,5325—1,5843	4	1,5950—1,6320	6	18	3
Восточная нефть											
28—200	26,0	—	85	—	—	—	—	—	—	15	—
200—250	8,7	1,4313—1,4883	88	1,4945—1,5000	7	1,5508—1,5856	5	—	—	12	—
250—300	11,7	1,4400—1,4897	87	1,4973—1,5253	7	1,5709—1,5875	4	1,5990	2	13	—
300—350	11,8	1,4610—1,4900	85	1,4936—1,5153	6	1,5367—1,5860	4	1,6084—1,6115	5	15	—
350—400	6,5	1,4490—1,4702	83	1,4903—1,5250	5	1,5327—1,5768	4	1,5947—1,6430	7	16	1
400—450	13,0	1,4500—1,4798	81	1,4925—1,5278	7	1,5320—1,5829	4	1,5962—1,6567	6	17	2
450—490	5,5	1,4590—1,4898	80	1,4923—1,5290	7	1,5363—1,5830	5	1,5975—1,6188	5	17	3
Поварковская нефть											
28—200	25,0	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	9,7	1,4372—1,4850	87	1,4960—1,5070	6	1,5792—1,5830	7	—	—	13	—
250—300	10,8	1,4407—1,4785	88	1,4953—1,5149	3	1,5600—1,5800	9	—	—	12	—
300—350	10,8	1,4520—1,4780	86	1,4975—1,4980	2	1,5300—1,5880	6	1,5965—1,6086	5	13	1
350—400	8,9	1,4559—1,4820	86	1,4970—1,5230	4	1,5300—1,5880	4	1,6215	5	13	1
400—450	10,4	1,4600—1,4868	85	1,4977—1,5260	4	1,5300—1,5856	4	1,6038—1,6534	5	13	2
450—500	11,6	1,4660—1,4864	82	1,4900—1,5242	6	1,5300—1,5821	4	1,5915—1,6540	6	16	2

Продолжение табл. 234

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Ставропольская нефть											
28—200	23,4	—	88	—	—	—	—	—	—	12	—
200—250	10,8	1,4300—1,4490	88	1,4982—1,5030	12	—	—	—	—	12	—
250—300	9,7	1,4390—1,4495	85	1,4925—1,5130	5	1,5320—1,5892	10	—	—	15	—
300—350	11,2	1,4440—1,4792	85	1,4960—1,5205	12	1,5712	2	1,6190—1,6200	3	15	—
350—400	11,2	1,4560—1,4867	84	1,4970—1,5150	4	1,5400—1,5660	4	1,5942—1,6530	6	14	2
400—450	9,4	1,4672—1,4785	84	1,4955—1,5190	5	1,5320—1,5860	4	1,5940—1,6580	5	14	2
450—500	8,5	1,4645—1,4782	79	1,4950—1,5260	8	1,5355—1,5698	4	1,5960—1,6780	5	17	4
Мектебская нефть											
28—200	23,2	—	89	—	—	—	—	—	—	11	—
200—250	8,8	1,4390—1,4820	86	1,4935—1,5080	7	1,5415—1,5879	7	—	—	14	—
250—300	9,4	1,4440—1,4868	80	1,4978—1,5258	9	1,5690—1,5890	8	1,5980—1,5995	3	20	—
300—350	9,9	1,4515—1,4875	79	1,4922—1,5160	8	1,5645—1,5852	4	1,5965—1,6231	8	20	1
350—400	5,7	1,4590—1,4900	72	1,5018—1,5287	10	1,5340—1,5861	6	1,5961—1,6325	10	26	2
400—450	10,4	1,4641—1,4872	68	1,4950—1,5277	11	1,5322—1,5868	7	1,5980—1,6420	10	28	4
450—490	8,3	1,4621—1,4821	59	1,4941—1,5266	17	1,5335—1,5832	9	1,5910—1,6423	10	36	5

235. Содержание твердого парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Колодезная нефть		
350—400	45,5	43
400—450	43,4	52
450—500	37,6	58
Величаевская нефть		
350—400	40,6	41
400—450	41,4	51
450—500	26,0	60
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)		
350—400	45,7	42
400—450	45,1	52
450—500	31,3	60
Правобережная нефть (VIII горизонт)		
350—425	41,4	42
425—500	32,7	56
Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)		
350—400	45,2	40
400—450	52,3	52
450—490	47,5	60
Восточная нефть		
350—400	41,0	38
400—450	37,0	53
450—500	26,0	61
Поварковская нефть		
350—400	48,0	42
400—450	53,5	50
450—500	34,1	58
Ставропольская нефть		
350—400	45,9	43
400—450	47,9	53
450—500	33,8	58
Мектебская нефть		
400—450	26,7	45
450—500	13,8	61

236. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Колодезная нефть										
200—250	0,7990	1,4475	175	9	20	29	71	0,20	0,45	0,65
250—300	0,8140	1,4565	215	11	14	25	75	0,28	0,41	0,69
300—350	0,8242	1,4618	255	10	14	24	76	0,31	0,45	0,76
350—400	0,8380	1,4698	270	13	16	29	71	0,44	0,56	1,00
400—450	0,8555	1,4781	350	12	17	29	71	0,50	0,90	1,40
450—500	0,8747	1,4879	430	12	19	31	69	0,65	1,27	1,92
Величаевская нефть										
200—250	0,7974	1,4468	175	9	20	29	71	0,20	0,43	0,63
250—300	0,8202	1,4575	208	9	25	34	66	0,23	0,68	0,91
300—350	0,8275	1,4620	250	9	20	29	71	0,26	0,66	0,92
350—400	0,8371	1,4672	280	9	21	30	70	0,31	0,76	1,07
400—450	0,8523	1,4747	360	9	20	29	71	0,38	1,02	1,40
450—500	0,8764	1,4880	440	12	20	32	68	0,61	1,42	2,03
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)										
200—250	0,7916	1,4442	175	9	16	25	75	0,19	0,35	0,54
250—300	0,8184	1,4589	210	12	17	29	71	0,31	0,47	0,78
300—350	0,8315	1,4655	255	12	17	29	71	0,36	0,56	0,92
350—400	0,8400	1,4700	280	12	18	30	70	0,42	0,61	1,03
400—450	0,8514	1,4755	330	12	20	32	68	0,47	0,85	1,32
450—500	0,8745	1,4871	420	13	19	32	68	0,67	1,27	1,94

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Правобережная нефть (VIII горизонт)										
200—250	0,7940	1,4448	170	9	20	29	71	0,19	0,44	0,63
250—300	0,8216	1,4600	255	9	14	23	77	0,27	0,47	0,74
300—350	0,8262	1,4630	275	10	12	22	78	0,32	0,44	0,76
350—400	0,8402	1,4714	282	12	16	28	72	0,39	0,60	0,99
400—450	0,8569	1,4778	360	17	15	32	68	0,46	0,56	1,02
450—500	0,8699	1,4914	430	18	6	24	76	0,49	0,88	1,37
Нефть месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)										
200—250	0,7972	1,4465	170	11	17	28	72	0,20	0,45	0,65
250—300	0,8242	1,4610	255	9	17	26	74	0,27	0,55	0,82
300—350	0,8257	1,4625	260	10	14	24	76	0,31	0,49	0,80
350—400	0,8383	1,4693	290	11	16	27	73	0,39	0,60	0,99
400—450	0,8522	1,4754	370	10	19	29	71	0,44	0,84	1,28
450—500	0,8725	1,4897	425	15	13	28	72	0,58	1,07	1,65
Нефть месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)										
200—250	0,7820	1,4386	172	10	7	17	83	0,21	0,16	0,37
250—300	0,7965	1,4480	208	9	7	16	84	0,22	0,19	0,41
300—350	0,8116	1,4554	254	8	8	16	84	0,24	0,29	0,53
350—400	0,8235	1,4615	280	9	11	20	80	0,30	0,40	0,70
400—450	0,8305	1,4655	315	9	10	19	81	0,35	0,41	0,76
450—490	0,8452	1,4726	420	9	11	20	80	0,37	0,70	1,07
Восточная нефть										
200—250	0,7944	1,4449	175	9	17	26	74	0,18	0,50	0,68
250—300	0,8206	1,4593	210	11	18	29	71	0,29	0,55	0,84
300—350	0,8310	1,4650	250	11	19	30	70	0,34	0,59	0,93
350—400	0,8404	1,4698	290	11	22	33	67	0,39	0,68	1,07
400—450	0,8536	1,4767	310	12	21	33	67	0,46	0,90	1,36
450—490	0,8770	1,4901	420	13	18	31	69	0,75	1,18	1,93
Поварковская нефть										
200—250	0,7957	1,4468	177	10	11	21	79	0,22	0,25	0,47
250—300	0,8135	1,4560	217	10	14	24	76	0,26	0,39	0,65
300—350	0,8268	1,4633	275	10	12	22	78	0,33	0,45	0,78
350—400	0,8342	1,4673	293	11	13	24	76	0,38	0,51	0,89
400—450	0,8469	1,4730	350	10	17	27	73	0,42	0,80	1,22
450—500	0,8694	1,4838	400	11	21	32	68	0,52	1,36	1,88
Ставропольская нефть										
200—250	0,7958	1,4453	174	8	22	30	70	0,16	0,47	0,63
250—300	0,8155	1,4568	206	11	19	30	70	0,27	0,49	0,76
300—350	0,8232	1,4608	245	10	16	26	74	0,28	0,52	0,80
350—400	0,8374	1,4680	278	10	18	28	72	0,35	0,64	0,99
400—450	0,8582	1,4790	360	13	18	31	69	0,49	0,97	1,46
450—500	0,8746	1,4880	440	13	18	31	69	0,70	1,22	1,92
Мектебская нефть										
200—250	0,8208	1,4575	172	12	34	46	54	0,25	0,70	0,95
250—300	0,8368	1,4683	206	16	26	42	58	0,40	0,72	1,12
300—350	0,8536	1,4770	255	17	24	41	59	0,55	0,75	1,30
350—400	0,8713	1,4885	285	19	20	39	61	0,68	0,87	1,55
400—450	0,8932	1,5005	360	20	19	39	61	0,89	1,14	2,03
450—490	0,9109	1,5100	420	21	19	40	60	1,10	1,49	2,59

237. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Колодезная нефть										
Фракция 350—460 °С	100,0	19,3	0,8501	1,4760	320	10,64	3,51	129	37,5	0,16
Фракция 350—460 °С после депарафинизации	54,0	11,0	0,8906	1,4952	340	18,30	4,71	88	—20	—
Фракция 460—490 °С	100,0	7,1	0,8745	1,4885	425	—	6,99	—	48	0,20
Фракция 460—490 °С после депарафинизации	65,4	4,3	0,9012	1,5045	440	53,09	9,65	86	—23	—
Величаевская нефть										
Фракция 350—460 °С	100,0	22,0	0,8508	1,4745	340	10,70	3,66	125	37	0,13
Фракция 350—460 °С после депарафинизации	52,5	11,5	0,8894	1,4970	330	18,50	4,72	85	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	38,3	8,4	0,8487	1,4678	350	13,28	4,04	123	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	43,0	9,5	0,8530	1,4731	345	14,35	4,06	106	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	45,8	10,1	0,8642	1,4780	340	14,85	4,18	96	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	50,1	11,0	0,8776	1,4880	330	15,53	4,26	93	—17	0,10
Фракция 460—490 °С	100,0	5,0	0,8768	1,4881	440	—	7,52	—	51	0,22
Фракция 460—490 °С после депарафинизации	55,8	2,8	0,9027	1,5021	435	57,54	9,98	80	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	37,5	1,8	0,8663	1,4760	455	34,42	7,54	105	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	45,1	2,2	0,8745	1,4823	450	36,79	8,03	103	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	47,5	2,4	0,8780	1,4842	445	39,04	8,15	101	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	52,1	2,6	0,8902	1,4940	440	43,40	8,76	99	—15	0,18
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)										
Фракция 350—450 °С	100,0	19,0	0,8465	1,4740	310	9,44	3,33	—	35	0,30
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	53,6	10,1	0,8870	1,4960	320	15,30	4,12	77	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	34,5	6,5	0,8483	1,4671	335	12,00	3,68	114	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	40,0	7,7	0,8559	1,4723	330	13,00	3,84	105	—16	—

Продолжение табл. 237

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)										
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	44,6	8,5	0,8652	1,4802	330	13,86	3,98	100	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	51,0	9,7	0,8815	1,4920	325	14,90	4,08	85	—17	0,26
Фракция 450—490 °С	100,0	9,5	0,8721	1,4868	425	—	6,71	—	49	0,35
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	65,2	6,2	0,8977	1,4992	420	53,54	9,28	72	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,1	4,4	0,8635	1,4745	440	31,96	7,07	102	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	52,3	5,0	0,8702	1,4785	440	33,61	7,25	98	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	56,8	5,3	0,8784	1,4843	430	36,93	7,71	95	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	63,0	6,0	0,8936	1,4961	425	42,84	8,27	87	—17	0,30
Восточная нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	19,5	0,8490	1,4738	300	9,79	3,32	—	35	0,28
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	57,5	11,2	0,8947	1,4955	320	14,80	4,07	88	—17	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,6	8,1	0,8438	1,4655	330	11,79	3,66	120	—11	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	46,6	9,1	0,8515	1,4715	330	12,17	3,74	114	—12	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	50,1	9,8	0,8599	1,4762	320	12,84	3,84	106	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	56,2	11,0	0,8796	1,4920	320	13,87	3,95	93	—15	0,26
Фракция 450—490 °С	100,0	5,5	0,8770	1,4901	430	30,36	7,17	—	47	0,37
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	67,7	3,7	0,9044	1,5038	440	60,00	10,25	79	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,3	2,6	0,8651	1,4755	460	36,10	7,90	110	—12	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,2	2,9	0,8700	1,4793	460	38,10	8,20	106	—13	—

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	57,9	3,2	0,8790	1,4858	455	42,00	8,72	103	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	64,0	3,5	0,8940	1,4969	440	48,54	9,44	97	—15	0,34
Поварковская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	19,3	0,8412	1,4693	300	8,56	2,99	—	35	0,13
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	42,5	8,2	0,8957	1,5033	305	13,48	3,78	73	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	28,2	5,4	0,8440	1,4657	320	10,00	3,32	125	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	33,0	6,3	0,8534	1,4719	320	10,81	3,46	117	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	36,4	7,0	0,8650	1,4810	320	11,60	3,57	106	—24	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	40,8	7,8	0,8826	1,4942	310	12,48	3,66	88	—24	0,09
Фракция 450—490 °С	100,0	9,9	0,8694	1,4838	395	22,72	5,75	—	47	0,17
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	61,9	6,1	0,8983	1,5005	420	47,53	8,78	—	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	42,8	4,2	0,8636	1,4753	445	31,73	7,32	112	—12	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	49,4	4,9	0,8699	1,4800	440	33,84	7,40	103	—12	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	52,8	5,2	0,8772	1,4849	435	35,68	7,60	95	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	58,9	5,8	0,8959	1,4991	420	39,40	7,90	90	—14	0,14
Ставропольская нефть										
Фракция 350—420 °С	100,0	15,3	0,8360	1,4695	295	7,30	2,72	—	32	0,09
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	51,8	7,9	0,8724	1,4875	290	10,23	3,28	103	—16	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	38,6	5,9	0,8365	1,4625	310	8,64	2,99	118	—14	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	42,6	6,5	0,8432	1,4671	310	9,05	3,08	116	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	44,6	6,8	0,8496	1,4712	300	9,46	3,13	106	—15	0,07
Фракция 420—500 °С	100,0	13,8	0,8665	1,4845	400	19,41	5,71	—	44	0,14
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	62,8	8,7	0,8964	1,5000	410	37,29	7,56	88	—18	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	43,6	6,0	0,8624	1,4748	425	26,54	6,29	—	—12	—

Продолжение табл. 237

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Ставропольская нефть										
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	51,1	6,9	0,8675	1,4782	425	27,54	6,52	—	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	54,3	7,3	0,8731	1,4821	420	28,95	6,86	114	—14	0,72
Мектебская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	16,1	0,8854	1,4950	320	14,94	4,17	97	26	0,25
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	79,0	12,7	0,9057	1,5050	330	21,11	5,07	82	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,5	7,8	0,8620	1,4731	360	15,16	4,31	109	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,8	9,8	0,8720	1,4798	355	16,56	4,51	101	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,8	10,9	0,8823	1,4865	350	17,54	4,65	97	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	75,1	12,1	0,8973	1,4990	325	18,66	4,80	89	—20	0,28
Фракция 450—490 °С	100,0	8,3	0,9109	1,5100	420	59,74	10,18	78	43	0,28
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	75,8	6,3	0,9284	1,5170	440	107,72	14,05	53	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,2	3,3	0,8753	1,4810	480	52,27	9,58	87	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,1	4,5	0,8897	1,4882	470	58,00	10,30	83	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	61,9	5,2	0,9039	1,4981	460	71,50	11,30	72	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	70,4	5,9	0,9211	1,5112	450	89,51	12,80	63	—22	0,37

238. Выход гача при депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, % на фракцию	Выход гача, % на нефть	Температура плавления гача, °С
Колодезная нефть			
350—460	46,0	9,4	44
460—490	34,6	2,4	58
Величаевская нефть			
350—460	47,5	10,4	45
460—490	44,2	2,2	58
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)			
350—450	46,4	8,8	49
450—490	34,8	6,6	59
Восточная нефть			
350—450	42,5	8,3	47
450—490	32,3	1,8	60
Поварковская нефть			
350—450	57,5	12,2	44
450—490	38,1	3,8	57
Ставропольская нефть			
350—420	48,2	7,4	44
420—500	37,2	5,5	57
Мектебская нефть			
350—450	21,0	3,4	45
450—490	24,2	2,0	55

239. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Колодезная нефть							
Фракция 350—460 °С	13	17	30	70	0,50	0,71	1,21
Фракция 350—460 °С после депарафинизации	16	28	44	56	0,68	1,52	2,20
Фракция 460—490 °С	13	18	31	69	0,66	1,19	1,85
Фракция 460—490 °С после депарафинизации	19	19	38	62	1,01	1,44	2,45
Величаевская нефть							
Фракция 350—460 °С	10	20	30	70	0,42	0,92	1,34
Фракция 350—460 °С после депарафинизации	19	23	42	58	0,75	1,29	2,04
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	1,62	1,62
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	30	35	65	0,12	1,58	1,70
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	28	37	63	0,28	1,56	1,84
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	14	26	40	60	0,58	1,35	1,93
Фракция 460—490 °С	12	21	33	67	0,61	1,45	2,06
Фракция 460—490 °С после депарафинизации	15	25	40	60	0,83	1,89	2,72

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Величаевская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	2,30	2,30
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	30	35	65	0,22	2,16	2,38
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	29	36	64	0,33	2,12	2,45
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	12	25	37	63	0,63	1,90	2,53
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)							
Фракция 350—450 °С	12	16	28	72	0,48	0,66	1,14
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	23	42	58	0,76	1,20	1,96
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	1,62	1,62
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	33	36	64	0,15	1,55	1,70
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	27	37	63	0,40	1,34	1,74
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	23	40	60	0,68	1,22	1,90
Фракция 450—490 °С	13	17	30	70	0,67	1,09	1,76
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	15	25	40	60	0,80	1,75	2,55
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	2,20	2,20
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	33	35	65	0,12	2,18	2,30
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	5	32	37	63	0,30	2,13	2,43
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	13	26	39	61	0,70	1,80	2,50
Восточная нефть							
Фракция 350—450 °С	11	22	33	67	0,42	0,88	1,30
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	21	41	59	0,78	1,12	1,90
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	1,50	1,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	30	35	65	0,20	1,34	1,54
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	8	29	37	63	0,30	1,30	1,60
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	21	39	61	0,64	1,18	1,82

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Восточная нефть							
Фракция 450—490 °С	13	18	31	69	0,75	1,18	1,93
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	17	23	40	60	0,92	1,80	2,72
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	2,28	2,28
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	29	33	67	0,14	2,17	2,31
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	8	27	35	65	0,32	2,08	2,40
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	13	26	39	61	0,72	1,83	2,55
Поварковская нефть							
Фракция 350—450 °С	10	21	31	69	0,42	0,73	1,15
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	23	21	44	56	0,90	1,01	1,91
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	33	33	67	0	1,48	1,48
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	31	36	64	0,15	1,45	1,60
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	26	38	62	0,46	1,22	1,68
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	22	41	59	0,72	1,08	1,80
Фракция 450—490 °С	11	21	32	68	0,52	1,36	1,88
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	16	23	39	61	0,84	1,70	2,54
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	32	32	68	0	2,13	2,13
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	30	34	76	0,22	1,96	2,18
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	28	35	65	0,39	1,92	2,31
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	12	27	39	61	0,57	1,87	2,44
Ставропольская нефть							
Фракция 350—420 °С	10	19	29	71	0,42	0,70	1,12
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	17	24	41	59	0,62	1,06	1,68
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	32	32	68	0	1,32	1,32
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	29	33	67	0,16	1,21	1,37
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	29	36	64	0,27	1,13	1,45

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Ставропольская нефть							
Фракция 420—500 °С	13	16	29	71	0,66	0,99	1,65
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	17	22	39	61	0,84	1,55	2,39
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	1	32	33	67	0,05	2,01	2,06
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	31	34	66	0,16	1,96	2,12
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	7	29	36	64	0,30	1,90	2,20
Мектебская нефть							
Фракция 350—450 °С	19	22	41	59	0,73	1,20	1,93
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	28	48	52	0,80	1,60	2,40
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	2,00	2,00
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	36	41	59	0,20	1,90	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	34	43	57	0,40	1,80	2,20
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	28	46	54	0,70	1,65	2,35
Фракция 450—490 °С	21	19	40	60	1,10	1,55	2,65
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	21	27	48	52	1,15	2,15	3,30
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	2,80	2,80
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	36	41	59	0,20	2,80	3,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	34	44	56	0,55	2,65	3,20
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	29	46	54	0,95	2,34	3,28

240. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на остаток	на нефть										
Колодезная нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	19,1	0,9428	—	—	—	52,00	—	—	—	50*	0,30
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	24,7	4,7	0,9032	1,5008	610	176,8	25,43	6,9	105	0,832	—15	—
Величаевская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	17,8	0,9396	—	—	—	50,50	—	—	—	46	0,40
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	21,4	3,6	0,8832	1,4869	600	113,6	18,20	5,5	103	0,807	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	25,5	4,5	0,8907	1,4923	605	138,1	20,65	7,6	101	0,816	—15	0,25
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)												
Остаток выше 490 °С	100,0	15,5	0,9130	—	—	—	36,00	—	—	—	60*	0,59
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	26,4	4,1	0,8907	1,4950	600	125,3	19,89	6,3	105	0,815	—15	0,50

* Температура плавления.

Продолжение табл. 240

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Восточная нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	16,5	0,9300	—	—	—	56,03	—	—	—	54**	0,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	27,6	4,5	0,8859	1,4807	620	149,8	22,19	6,7	103	0,805	—15	—
Поварковская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	13,6	0,9089	—	—	—	30,88	—	—	—	49**	0,23
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	31,5	4,3	0,8876	1,4918	590	117,4	18,49	6,3	92	0,814	—16	—
Ставропольская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	15,0	0,9302	—	—	—	50,00	—	—	—	40**	0,31
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	29,9	4,5	0,8821	1,4863	660	151,9	23,17	6,5	111	0,802	—13	0,04
Мектебская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	24,1	0,9860	—	—	—	—	—	—	—	56*	0,48
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	36,0	8,6	0,9305	1,5170	630	610,5	45,83	13,4	64	0,868	—12	0,46

* Температура плавления.
** Температура размягчения.

241. Выход петролатума при депарафинизации смесей углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Смесь углеводородов	Выход, %		Температура плавления петролатума, °С
	на остаток	на нефть	
Колодезная нефть			
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	44,4	8,5	50
Величаевская нефть			
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	38,2	6,8	57
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	37,2	6,7	59
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)			
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	45,6	7,0	50
Восточная нефть			
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	36,6	6,0	57
Поварковская нефть			
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	34,8	4,7	64
Ставропольская нефть			
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	31,1	4,7	54
Мектебская нефть			
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12,7	3,1	54

242. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Колодезная нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	9	29	38	62	0,69	3,10	3,79

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Величаевская нефть							
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	4	27	31	69	0,33	2,74	3,07
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	8	25	33	67	0,46	2,66	3,12
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	11	20	31	69	0,79	2,04	2,83
Восточная нефть							
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	7	24	31	69	0,51	2,59	3,10
Поварковская нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	8	20	28	72	0,63	2,06	2,69
Ставропольская нефть							
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	5	26	31	69	0,30	2,80	3,10
Мектебская нефть							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	17	25	42	58	1,33	2,95	4,28

243. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на фракцию или остаток	на нефть
Колодезная нефть										
360—460	19,3	0,8906	18,30	4,71	—	88	—	—20	54,0	11,0
460—490	7,1	0,9012	53,09	9,65	—	86	—	—23	65,4	4,3
Остаток выше 490	19,1	0,9032	176,8	25,43	6,9	105	0,832	—15	24,7	4,7
Величаевская нефть										
350—460	22,0	0,8340	15,53	4,26	—	93	—	—17	50,1	11,0
460—490	5,0	0,8902	43,40	8,76	—	99	—	—15	52,1	2,6
Остаток выше 490	17,8	0,8907	138,1	20,65	7,6	101	0,816	—15	25,5	4,5
Правобережная нефть (VIII и IX горизонты)										
350—450	19,0	0,8815	14,90	4,08	—	85	—	—17	51,0	9,7
450—490	9,5	0,8936	42,84	8,27	—	87	—	—17	63,0	6,0
Остаток выше 490	15,5	0,8907	125,3	19,89	6,3	105	0,815	—15	26,4	4,1
Восточная нефть										
350—450	19,5	0,8796	13,87	3,95	—	93	—	—15	56,2	11,0
450—490	5,5	0,8940	48,54	9,44	—	97	—	—15	64,0	3,5
Остаток выше 490	16,5	0,8859	149,8	22,19	6,7	103	0,805	—15	27,6	4,5
Поварковская нефть										
350—450	19,3	0,8826	12,48	3,66	—	88	—	—24	40,8	7,8
450—490	9,9	0,8959	39,40	7,90	—	90	—	—14	58,9	5,8
Остаток выше 490	13,6	0,8876	117,4	18,49	6,3	92	0,814	—16	31,5	4,3
Ставропольская нефть										
350—420	15,3	0,8496	9,46	3,13	—	106	—	—15	44,6	6,8
420—500	13,8	0,8731	28,95	6,86	—	114	—	—14	54,3	7,3
Остаток выше 500	15,0	0,8821	151,9	23,17	6,5	111	0,802	—13	29,9	4,5
Мектебская нефть										
350—450	16,1	0,8973	18,66	4,80	—	89	—	—20	75,1	12,1
450—490	8,3	0,8753	52,27	9,58	—	87	—	—18	39,2	3,3
Остаток выше 490	24,1	0,9305	610,5	45,83	13,4	64	0,868	—12	36,0	8,6

244. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5 П	$А+С_С$	$А+С_С-2{,}5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Колодезная	0,80	4,7	22,2	56,25	5,5	—50,75
Величаевская	1,10	4,6	23,1	57,75	5,7	—52,05
Правобережная (VIII и IX горизонты)	0,44	4,8	23,1	57,75	5,24	—52,51
Правобережная (VIII горизонт)	0,68	2,3	14,3	35,75	2,98	—32,77
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	0,84	3,0	15,9	39,75	3,84	—35,91
Месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	0,36	1,1	22,9	57,25	1,46	—55,81
Восточная	0,84	3,2	18,2	45,50	4,04	—41,46
Озексуатская (смесь)	0,38	2,1	17,5	43,75	2,48	—41,27
Озексуатская (скважина № 22)	0,35	2,6	23,6	59,00	2,95	—56,05
Поварковская	0,46	2,1	21,5	53,75	2,56	—51,19
Ставропольская	0,84	2,5	21,6	54,00	3,34	—50,66
Мектебская	3,82	5,6	6,5	16,25	9,42	—6,83

Примечание. Из этих нефтей не рекомендуется получать битумы.

245. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Колодезная	I	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Величаевская	I	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Правобережная (VIII и IX горизонты)	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Правобережная (VIII горизонт)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Месторождения Зимняя Ставка (VIII горизонт)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Месторождения Зимняя Ставка (пермо-триас)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Восточная	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Озексуатская (смесь)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Озексуатская (скважина № 22)	I	$Т_1$	—	—	$П_3$
Поварковская	I	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Ставропольская	I	$Т_1$	$М_3$	$И_1$	$П_3$
Мектебская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_3$

246. Разгонка (ИТК) колодезной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	3,9	4,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	62—80	3,9	8,2	0,7194	1,4030	85	—	—	—	—	—	—
4	80—115	2,8	11,0	0,7470	1,4179	97	—	—	—	—	—	Следы
5	115—127	2,8	13,8	0,7459	1,4127	114	—	—	—	—	—	—
6	127—145	2,9	16,7	0,7666	1,4318	119	—	—	—	—	—	—
7	145—162	2,8	19,5	0,7605	1,4265	130	0,99	—	—	—	—	Следы
8	162—182	3,6	23,1	0,7721	1,4345	141	1,19	—	—	—52	48	0,01
9	182—200	3,4	26,5	0,7800	1,4368	154	1,54	—	—	—48	—	—
10	200—220	3,4	29,9	0,7874	1,4414	169	1,96	1,28	—	—36	—	—
11	220—247	3,6	33,5	0,8074	1,4511	182	2,49	1,61	—	—31	91	—
12	247—260	3,1	36,6	0,8136	1,4559	200	3,17	1,95	—	—17	—	—
13	260—276	3,2	39,8	0,8188	1,4577	210	3,94	2,14	1,09	—16	—	0,07
14	276—293	3,3	43,1	0,8188	1,4577	226	4,60	2,60	1,20	—8	124	—
15	293—308	3,2	46,3	0,8155	1,4556	235	5,77	3,20	1,36	2	—	—
16	308—324	3,2	49,5	0,8198	1,4581	247	7,10	3,54	1,60	7	—	0,18
17	324—340	3,3	52,8	0,8283	1,4628	258	8,93	4,11	1,83	13	161	—
18	340—356	3,1	55,9	0,8315	1,4659	269	—	4,85	2,06	18	—	0,20
19	356—396	3,3	59,2	0,8395	1,4706	280	—	5,85	2,35	26	—	—
20	396—405	3,2	62,4	0,8385	1,4712	310	—	7,35	3,03	32	188	—
21	405—415	3,2	65,6	0,8429	1,4726	320	—	8,64	3,35	36	—	—
22	415—430	3,3	68,9	0,8476	1,4760	365	—	10,69	4,49	39	—	—
23	430—444	3,4	72,3	0,8593	1,4803	390	—	13,97	5,08	42	214	—
24	444—464	3,2	75,5	0,8670	1,4847	400	—	18,45	5,60	46	—	—
25	464—475	3,5	79,0	0,8734	1,4889	415	—	23,73	6,40	47	—	—
26	475—496	3,1	82,1	0,8786	1,4913	425	—	43,34	7,35	48	224	—
27	Остаток	17,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,30

247. Разгонка (ИТК) величаевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—50	2,7	3,0	0,6484	1,3700	74	—	—	—	—	—	—
3	50—84	2,7	5,7	0,7001	1,3940	87	—	—	—	—	—	—
4	84—100	2,7	8,4	0,7271	1,4071	96	—	—	—	—	—13	—
5	100—121	2,8	11,2	0,7435	1,4158	106	0,74	—	—	—	—1	—
6	121—137	3,3	14,5	0,7541	1,4229	117	0,81	—	—	—	18	—
7	137—154	2,9	17,4	0,7588	1,4258	129	0,93	—	—	—	30	—
8	154—169	2,8	20,2	0,7739	1,4342	134	1,06	—	—	—	41	—
9	169—188	2,8	23,0	0,7735	1,4335	146	1,26	—	—	—56	52	0,01
10	188—204	2,9	25,9	0,7819	1,4372	155	1,55	—	—	—46	65	—
11	204—217	2,7	28,6	0,7885	1,4408	169	1,91	—	—	—27	76	—
12	217—231	2,7	31,3	0,7976	1,4460	177	2,32	—	—	—27	81	0,03
13	231—246	2,6	33,9	0,8032	1,4498	187	2,74	1,60	—	—20	89	—
14	246—261	2,7	36,6	0,8297	1,4632	196	3,26	1,83	—	—13	105	—
15	261—275	2,6	39,2	0,8207	1,4587	207	4,26	2,11	1,09	—10	109	0,07
16	275—289	2,6	41,8	0,8210	1,4590	218	4,65	2,33	1,17	—4	117	—
17	289—302	2,7	44,5	0,8163	1,4570	227	5,48	2,66	1,23	3	130	—
18	302—314	2,7	47,2	0,8174	1,4574	239	6,59	3,07	1,43	7	136	0,12
19	314—327	2,8	50,0	0,8241	1,4610	248	8,07	3,61	1,59	11	144	—
20	327—334	2,8	52,8	0,8294	1,4650	259	9,51	4,31	1,81	18	147	—
21	334—354	2,8	55,6	0,8352	1,4670	270	—	4,92	2,00	23	160	0,16
22	354—383	2,8	58,4	0,8401	1,4706	280	—	5,93	2,44	27	165	—
23	383—401	2,7	61,1	0,8345	1,4666	300	—	6,73	2,70	32	177	—
24	401—410	2,7	63,8	0,8375	1,4698	310	—	8,43	3,02	36	190	0,18
25	410—418	2,8	66,6	0,8440	1,4735	320	—	9,89	3,47	39	200	—
26	418—429	2,8	69,4	0,8523	1,4756	350	—	12,11	4,03	41	205	—
27	429—441	3,0	72,4	0,8589	1,4800	380	—	15,52	5,35	41	210	0,19
28	441—452	2,8	75,2	0,8660	1,4829	400	—	19,35	5,75	46	218	—
29	452—465	2,8	78,0	0,8715	1,4853	420	—	31,14	6,57	48	228	—
30	465—481	2,8	80,8	0,8753	1,4883	440	—	—	7,76	49	233	0,21
31	481—495	2,5	83,3	0,8815	1,4926	460	—	—	9,09	51	237	—
32	495—500	0,7	84,0	0,8847	1,4946	470	—	—	9,96	—	—	—
33	Остаток	16,0	100,0	0,9446	—	—	—	—	—	45	—	0,40

248. Разгонка (ИТК) правобережной нефти (VIII и IX горизонты) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть),		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—66	2,8	3,0	0,6593	1,3757	—	—	—	—	—	—	—
3	66—93	3,4	6,4	0,7107	1,3988	95	—	—	—	—	—	—
4	93—114	3,4	9,8	0,7361	1,4115	103	—	—	—	—	—	—
5	114—134	3,0	12,8	0,7430	1,4165	112	—	—	—	—	—	0
6	134—153	3,2	16,0	0,7565	1,4200	122	—	—	—	—	26	—
7	153—166	2,9	18,9	0,7635	1,4289	131	—	—	—	—68	44	—
8	166—184	3,0	21,9	0,7700	1,4330	139	1,17	—	—	—64	51	0,01
9	184—196	3,0	24,9	0,7759	1,4351	150	1,39	—	—	—53	—	0,01
10	196—215	3,1	28,0	0,7829	1,4391	160	1,74	1,13	—	—40	74	0,01
11	215—233	2,9	30,9	0,7893	1,4428	162	2,30	1,30	—	—31	—	0,01
12	233—247	3,0	33,9	0,8003	1,4480	172	2,79	1,50	—	—23	102	—
13	247—258	2,9	36,8	0,8170	1,4569	182	3,29	1,70	0,94	—26	—	—
14	258—275	2,8	39,6	0,8204	1,4589	185	3,62	1,90	1,07	—16	126	0,05
15	275—287	2,9	42,5	0,8187	1,4587	205	4,46	2,36	1,19	—7	—	—
16	287—303	2,9	45,4	0,8161	1,4573	215	5,29	2,74	1,31	—1	140	—
17	303—316	2,9	48,3	0,8146	1,4572	232	6,43	3,14	1,47	6	—	0,13
18	316—327	2,9	51,2	0,8221	1,4608	245	7,66	3,66	1,64	11	159	—
19	327—333	2,9	54,1	0,8298	1,4654	250	9,31	4,20	1,84	16	—	—
20	333—354	2,9	57,0	0,8416	1,4716	260	—	4,92	2,04	21	169	0,31
21	354—383	2,9	59,9	0,8362	1,4691	280	—	5,84	2,29	27	—	—
22	383—392	2,9	62,8	0,8269	1,4658	295	—	6,98	2,66	32	186	—
23	392—403	2,9	65,7	0,8425	1,4723	315	—	8,15	2,94	35	—	0,35
24	403—423	2,8	68,5	0,8434	1,4732	340	—	10,06	3,44	39	210	0,37
25	423—432	2,9	71,4	0,8500	1,4750	360	—	12,40	4,08	42	—	—
26	432—446	2,9	74,3	0,8640	1,4835	380	—	16,45	4,88	42	218	—
27	446—456	2,8	77,1	0,8661	1,4839	400	—	—	5,57	47	—	0,38
28	456—468	2,9	80,0	0,8719	1,4859	415	—	—	6,59	52	249	—
29	468—477	2,8	82,8	0,8780	1,4925	430	—	—	7,39	55	—	—
30	477—500	2,9	85,7	0,8786	1,4949	445	—	—	8,00	57	259	0,39
31	Остаток	14,3	100,0	0,9242	—	—	—	—	39,00	—	332	0,63

249. Разгонка (ИТК) восточной нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—80	3,0	3,3	0,6890	1,3812	—	—	—	—	—	—	0
3	80—107	3,2	6,5	0,7245	1,4052	—	—	—	—	—	—	0
4	107—120	2,9	9,4	0,7367	1,4123	108	—	—	—	—	—	0
5	120—127	2,9	12,3	0,7455	1,4195	112	—	—	—	—	—	Следы
6	127—143	2,9	15,2	0,7530	1,4229	117	—	—	—	—	19	0,01
7	143—161	2,8	18,0	0,7605	1,4278	128	—	—	—	—	30	—
8	161—173	2,7	20,7	0,7701	1,4335	136	1,13	—	—	<—61	40	0,01
9	173—188	2,8	23,5	0,7742	1,4342	146	1,31	—	—	—61	48	—
10	188—203	3,0	26,5	0,7888	1,4477	158	1,58	—	—	—48	60	—
11	203—219	3,1	29,6	0,7798	1,4413	170	1,95	—	—	—30	71	0,02
12	219—232	3,1	32,7	0,8037	1,4490	178	2,35	—	—	—30	82	—
13	232—258	2,9	35,6	0,8144	1,4570	185	2,80	1,68	—	—29	89	—
14	258—264	3,0	38,6	0,8088	1,4559	194	3,40	1,92	—	—14	99	0,03
15	264—276	3,1	41,7	0,8100	1,4576	205	4,03	2,22	—	—12	110	—
16	276—292	2,9	44,6	0,8134	1,4583	215	4,69	2,45	1,22	—7	119	—
17	292—306	2,8	47,4	0,8120	1,4560	226	5,69	3,09	1,38	—	124	0,14
18	306—313	2,8	50,2	0,8174	1,4572	235	6,84	3,44	1,49	7	140	—
19	313—327	3,0	53,2	0,8263	1,4617	250	7,97	4,20	1,57	11	143	—
20	327—340	2,8	56,0	0,8366	1,4656	263	9,95	4,59	1,75	18	147	0,20
21	340—352	2,9	58,9	0,8380	1,4683	272	—	5,04	2,09	22	158	—
22	352—385	3,2	62,1	0,8439	1,4718	280	—	6,17	2,37	26	167	—
23	385—401	3,0	65,1	0,8369	1,4668	291	—	7,20	2,70	33	176	0,27
24	401—406	3,0	68,1	0,8426	1,4710	320	—	8,66	3,13	37	188	—
25	406—426	3,0	71,1	0,8479	1,4722	340	—	10,63	3,76	41	200	—
26	426—438	2,9	74,0	0,8567	1,4750	360	—	14,02	4,51	44	219	0,32
27	438—447	2,9	76,9	0,8665	1,4820	380	—	18,61	5,23	45	222	—
28	447—462	3,0	79,9	0,8723	1,4841	400	—	24,09	6,20	47	231	—
29	462—480	2,9	82,0	0,8770	1,4873	420	—	24,73	7,03	48	232	—
30	Остаток	17,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,47

250. Разгонка (ИТК) озексуатской нефти (смеси) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °C	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный						
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—
2	28—80	3,7	3,9	0,6746	1,3840	85	—	—	0
3	80—100	3,2	7,1	0,7290	1,4038	97	—	—	0
4	100—120	3,0	10,1	0,7523	1,4221	106	—	—	0
5	120—140	3,5	13,6	0,7644	1,4291	119	0,86	—	0
6	140—160	3,4	17,0	0,7750	1,4340	132	1,00	—	0
7	160—180	3,6	20,6	0,7743	1,4338	142	1,29	—	0
8	180—200	3,6	24,2	0,7862	1,4402	155	1,75	—40	Следы
9	200—220	2,4	26,6	0,8020	1,4457	167	2,15	—29	»
10	220—240	3,6	30,2	0,8063	1,4531	180	2,64	—23	»
11	240—250	3,3	33,5	0,8193	1,4601	190	3,25	—18	»
12	250—260	2,0	35,5	0,8207	1,4611	195	3,90	—13	0,01
13	260—270	2,9	38,4	0,8213	1,4613	203	4,20	—11	—
14	270—280	2,5	40,9	0,8180	1,4600	216	5,03	—1	0,02
15	280—290	3,4	44,3	0,8210	1,4610	226	6,16	4	—
16	290—310	3,0	47,3	0,8247	1,4632	247	7,75	10	0,04
17	310—320	3,0	50,3	0,8272	—	259	9,37	18	—
18	320—330	2,3	52,6	0,8331	—	270	—	22	—
19	330—340	2,9	55,5	0,8301	—	284	—	27	0,05
20	340—350	2,6	58,1	0,8306	—	298	—	30	—
21	350—360	2,3	60,4	0,8368	—	310	—	33	0,06
22	360—370	3,0	63,4	0,8404	—	—	—	35	—
23	Остаток	36,6	100,0	—	—	—	—	—	—

251. Разгонка (ИТК) поварковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,9	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—80	3,8	4,7	0,6959	1,3848	83	—	—	—	—	—	—
3	80—98	2,8	6,6	0,7210	1,4042	90	—	—	—	—	—	—
4	98—118	2,8	9,4	0,7507	1,4192	102	—	—	—	—	—	—
5	118—128	2,9	12,3	0,7342	1,4122	113	—	—	—	—	—	—
6	128—145	2,9	15,2	0,7656	1,4312	118	—	—	—	—	—	0,01
7	145—164	3,5	18,7	0,7583	1,4262	132	1,00	—	—	<—60	—	—
8	164—177	3,0	21,7	0,7670	1,4316	142	1,19	—	—	—49	—	—
9	177—195	3,3	25,0	0,7738	1,4344	150	1,45	—	—	—48	—	0,01
10	195—212	2,9	27,9	0,7824	1,4392	160	1,77	1,15	—	—35	—	—
11	212—227	3,0	30,9	0,7870	1,4418	172	2,15	1,34	—	—32	—	—
12	227—242	3,0	33,9	0,7949	1,4468	183	2,56	1,54	—	—23	—	0,02
13	242—260	3,0	36,9	0,8208	1,4608	189	3,11	1,79	—	—16	—	—
14	260—273	2,9	39,8	0,8168	1,4570	198	3,60	2,08	1,15	—14	—	—
15	273—285	2,9	42,7	0,8128	1,4560	208	4,04	2,27	1,18	—6	—	0,04
16	285—296	3,0	45,7	0,8122	1,4554	218	4,77	2,62	1,31	2	—	—
17	296—308	2,8	48,5	0,8128	1,4558	235	5,75	3,04	1,46	6	—	—
18	308—320	3,0	51,5	0,8175	1,4584	245	6,89	3,45	1,60	11	—	0,08
19	320—336	3,0	54,5	0,8239	1,4620	250	8,17	4,00	1,80	16	—	—
20	336—352	3,0	57,5	0,8283	1,4648	260	—	4,60	1,99	21	—	—
21	352—381	3,0	60,5	0,8330	1,4674	270	—	5,25	2,26	26	—	0,14
22	381—393	3,0	63,5	0,8306	1,4654	280	—	6,00	2,50	30	—	—
23	393—402	3,0	66,5	0,8365	1,4662	290	—	7,02	2,85	35	—	—
24	402—417	2,9	69,4	0,8376	1,4680	300	—	8,28	3,05	38	—	0,15
25	417—432	3,1	72,5	0,8528	1,4724	320	—	10,90	3,56	41	—	—
26	432—446	3,2	75,7	0,8582	1,4776	360	—	14,49	4,31	43	—	—
27	446—460	3,1	78,8	0,8667	1,4818	390	—	18,92	5,10	45	—	0,16
28	460—470	3,1	81,9	0,8724	1,4848	405	—	23,92	5,96	45	—	—
29	470—484	3,2	85,0	0,8776	1,4888	420	—	29,62	6,90	—	—	—
30	484—500	3,1	88,1	0,8799	1,4916	440	—	34,74	7,85	—	—	0,18
31	Остаток	11,9	100,0	0,9172	—	—	—	—	—	44	320	0,26

252. Разгонка (ИТК) ставропольской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,8	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	1,1	1,9	0,6386	1,3681	—	—	—	—	—	—	Следы
3	60—85	3,3	5,2	0,7070	1,3978	88	—	—	—	—	—	»
4	85—100	2,3	7,5	0,7296	1,4087	98	—	—	—	—	—	—
5	100—120	2,8	10,3	0,7447	1,4160	107	0,74	—	—	—	—	—
6	120—140	3,2	13,5	0,7526	1,4232	119	0,80	—	—	—	12	0,01
7	140—150	2,3	15,8	0,7551	1,4240	128	0,95	—	—	—	29	—
8	150—160	3,0	18,8	0,7689	1,4325	132	1,07	—	—	—	40	—
9	160—180	3,5	22,3	0,7686	1,4321	153	1,32	—	—	—44	54	0,01
10	180—210	3,0	25,3	0,7819	1,4392	168	1,70	1,16	—	—42	65	—
11	210—220	2,4	27,7	0,7867	1,4400	173	2,02	1,36	—	—27	78	—
12	220—240	3,8	31,5	0,8048	1,4506	182	2,60	1,62	—	—25	85	0,02
13	240—250	3,5	35,0	0,8123	1,4545	194	3,17	1,90	—	—13	97	—
14	250—270	3,8	38,8	0,8182	1,4582	205	4,18	2,31	—	—10	115	—
15	270—280	2,0	40,8	0,8133	1,4558	216	4,83	2,61	1,15	—3	125	0,03
16	280—290	2,0	42,8	0,8135	1,4558	230	5,39	2,87	1,18	1	134	—
17	290—310	3,5	46,3	0,8190	1,4583	244	6,62	3,45	1,30	10	143	—
18	310—330	4,0	50,3	0,8251	1,4634	257	—	4,22	1,44	18	156	0,07
19	330—340	3,0	53,3	0,8336	1,4669	265	—	5,17	1,68	27	174	—
20	340—350	2,6	55,9	0,8287	1,4626	272	—	6,06	1,87	28	—	—
21	350—364	3,1	59,0	0,8322	1,4645	280	—	10,75	2,12	30	—	0,09
22	364—376	2,5	61,5	0,8360	1,4674	290	—	—	2,48	31	—	—
23	376—387	2,5	64,0	0,8402	1,4702	300	—	—	2,85	33	—	—
24	387—401	3,2	67,2	0,8442	1,4718	310	—	—	3,20	35	—	0,12
25	401—419	3,3	70,5	0,8515	1,4754	325	—	—	3,82	39	—	—
26	419—435	3,0	73,5	0,8583	1,4792	360	—	—	4,57	43	—	0,12
27	435—450	3,0	76,5	0,8640	1,4832	390	—	—	5,59	45	—	—
28	450—468	3,0	79,5	0,8695	1,4858	420	—	—	6,67	46	—	—
29	468—485	3,0	82,5	0,8750	1,4882	440	—	—	7,62	48	—	0,16
30	485—500	3,0	85,0	0,8810	1,4915	—	—	—	—	—	—	—
31	Остаток	15,0	100,0	0,9302	—	—	—	—	—	—	336	0,31

253. Разгонка (ИТК) мектебской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	2,5	2,7	0,6563	1,3830	—	—	—	—	—	—	Следы
3	62—92	2,6	5,3	0,7214	1,4050	—	—	—	—	—	—	—
4	92—108	2,7	8,0	0,7393	1,4152	100	—	—	—	—	—	Следы
5	108—125	2,7	10,7	0,7374	1,4150	—	—	—	—	—	10	—
6	125—142	2,6	13,3	0,7642	1,4290	118	0,83	—	—	<—60	—	Следы
7	142—158	3,0	16,3	0,7647	1,4292	—	1,00	—	—	—	32	—
8	158—173	2,6	18,9	0,7801	1,4390	135	1,18	—	—	<—60	—	0,01
9	173—193	2,8	21,7	0,7868	1,4412	—	1,40	—	—	—	55	—
10	193—208	3,0	24,7	0,8013	1,4490	158	1,80	—	—	—49	—	0,01
11	208—227	3,0	27,7	0,8108	1,4540	—	2,25	—	—	—	62	—
12	227—243	2,8	30,5	0,8205	1,4600	180	2,77	1,64	—	—32	—	0,02
13	243—256	3,2	33,7	0,8284	1,4640	—	3,36	1,70	—	—	86	—
14	256—276	2,8	36,5	0,8522	1,4780	193	4,06	2,18	—	—24	—	0,05
15	276—295	2,7	39,2	0,8418	1,4712	—	5,32	2,70	—	—	126	—
16	295—306	2,8	42,0	0,8367	1,4692	230	6,71	3,19	1,46	—8	—	0,07
17	306—317	2,7	44,7	0,8431	1,4711	—	8,70	3,75	1,65	—	149	—
18	317—327	2,8	47,5	0,8541	1,4790	250	10,79	4,41	1,84	3	—	0,11
19	327—346	2,9	50,4	0,8640	1,4850	—	15,20	5,50	3,20	—	163	—
20	346—364	2,9	53,3	0,8680	1,4889	280	19,52	7,08	2,52	15	—	0,18
21	364—396	3,0	56,3	0,8713	1,4894	—	—	9,00	3,10	—	192	—
22	396—409	2,8	59,1	0,8779	1,4930	290	—	11,83	3,61	25	—	0,20
23	409—426	2,8	61,9	0,8878	1,4972	—	—	17,00	4,50	—	196	—
24	426—436	2,9	64,8	0,8935	1,5014	360	—	24,07	5,73	33	—	0,21
25	436—455	2,9	67,7	0,9051	1,5057	—	—	—	7,25	—	222	—
26	455—467	2,9	70,6	0,9080	1,5068	400	—	46,96	8,84	40	—	0,24
27	467—476	2,9	73,5	0,9127	1,5112	—	—	—	10,40	—	224	—
28	476—490	2,4	75,9	0,9157	1,5142	440	—	61,54	12,28	45	—	0,25
29	Остаток	24,1	100,0	0,9860	—	—	—	—	—	56	310	0,48

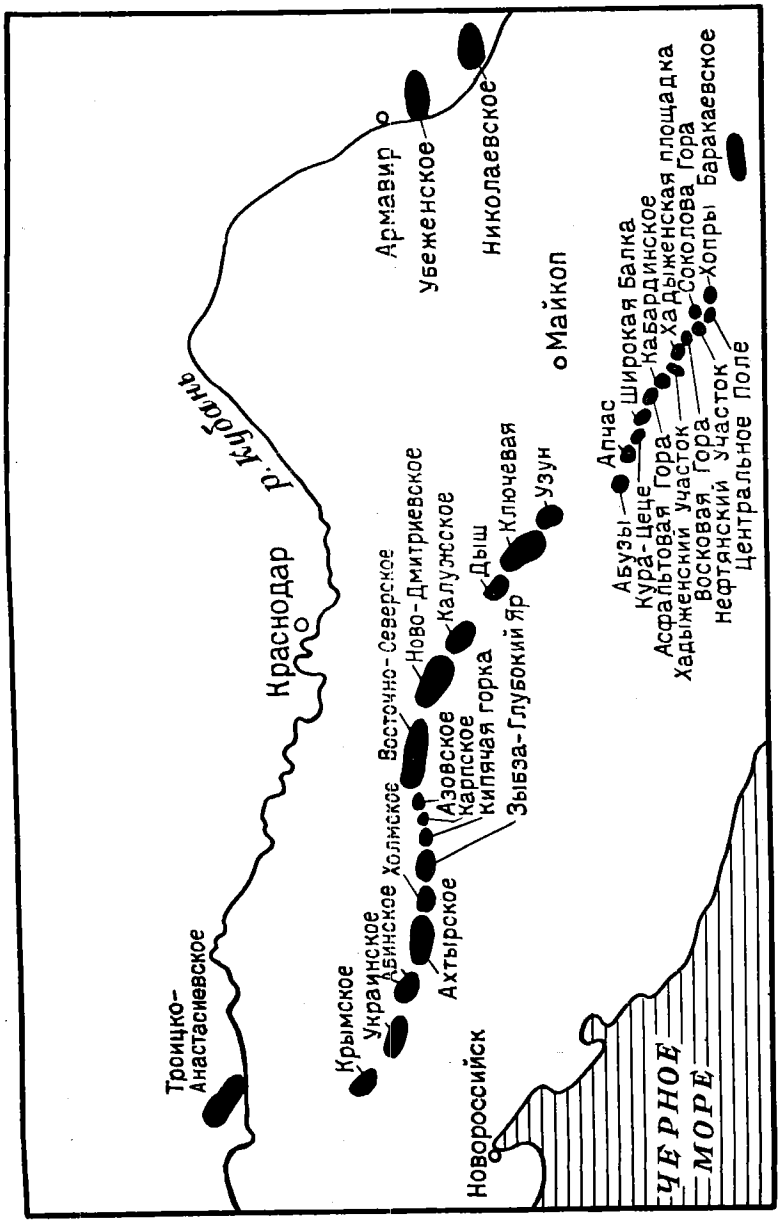

Рис. 5. Схема размещения нефтяных месторождений Краснодарского края.

Нефтяные месторождения Краснодарского края генетически связаны с Азово-Кубанской впадиной, занимающей территорию Западного Предкавказья. Первый промышленный приток нефти был получен в 1864 г. на месторождении Кудако.

В пределах Кавказской части Азово-Кубанского бассейна можно выделить Западно-Кубанскую, Восточно-Кубанскую, Ейско-Березанскую и Адыгейскую нефтеносные зоны, отличающиеся друг от друга геологическим строением, типом структур и залежей нефти и газа.

Наибольшие запасы нефти и газа выявлены в пределах Западно-Кубанского прогиба. Нефтеносные запасы приурочены к внутреннему южному борту прогиба, а газовые главным образом к центральной части — Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоне. С Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоной связано самое крупное на Кубани Троицко-Анастасиевское газонефтяное месторождение. Большие запасы нефти обнаружены также в Восточно-Кубанском прогибе и вдоль восточного склона Адыгейского выступа, где открыто Баракаевское месторождение с газовыми и нефтяными залежами.

Большинство месторождений Западно-Кубанского прогиба приурочено к двум антиклинальным зонам — Азовской и Калужской, протянувшимся полосой вдоль южного борта прогиба. По особенностям геологического строения, характеру нефтегазоносности и на основании сложившихся представлений в пределах этой полосы выделяют четыре нефтегазоносных района: Хадыженский, Северский (Ново-Дмитриевский), Ильско-Абинский, Крымско-Варениковский.

Месторождения западной части Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны и северного борта Западно-Кубанского прогиба составляют Приазовский нефтегазоносный район. Залежи нефти и газа в Западно-Кубанском прогибе находятся в толще пород значительного стратиграфического диапазона. Однако промышленная нефтегазоносность связана главным образом с палеогеновыми и неогеновыми отложениями. В неогене основные запасы нефти связаны с миоценовыми отложениями, главным образом с мэотисом. В палеогеновых отложениях запасы в основном приурочены к верхней части раздела.

Месторождения третичной моноклинали. Одним из старейших нефтяных районов, где залежи нефти находятся в майкопских слоях, является Хадыженский. Он объединяет группу нефтяных месторождений: Абузы, Апчас, Кураце, Широкая Балка, Асфальтовая Гора, Кабардинское, Хадыженское, Восточная Гора, Нефтяное, Ключевая, Дыш и др. За исключением месторождений Ключевая и Дыш месторождения в значительной степени выработаны.

Нефти хадыженского района в основном являются легкими, но наряду с легкими в I, II, IV и V пластах залегают также и тяжелые нефти. Рассматриваемые нефти в большинстве своем парафинистые с содержанием парафина до 6%. Хадыженская нефть (смесь) с относительной плотностью 0,8745 характеризуется малым содержанием серы (0,29%), небольшой кислотностью (0,13 *мг* КОН на 1 *г* нефти), содержит 8,48% асфальтенов и смолистых веществ и относится к типу парафинистых нефтей (6,4% парафинов с температурой плавления 52 °С). Содержание светлых фракций, выкипающих до 350 °С, составляет 51,3%, в том числе 22,1% бензиновых фракций до 200 °С.

В бензиновых и дистиллятных фракциях хадыженской нефти (смеси) основной группой углеводородов являются парафино-нафтеновые: в бензиновых фракциях преобладают нафтеновые углеводороды (47—55%), а в лигроино-керосиновых — углеводороды парафинового ряда (39—56%). Содержание ароматических углеводородов в бензиновых фракциях, выкипающих в пределах 62—

200 °С, от 3 до 21%. Керосиновые фракции и фракции выше 350 °С более ароматизованы и содержат 21—30% ароматических углеводородов. Бензиновые фракции, отобранные до 120 и 200 °С, имеют октановые числа в чистом виде соответственно 74 и 62,8. Бензиновые фракции разных температур отбора содержат до 50% нафтеновых углеводородов и мало серы (0,01%), поэтому являются хорошим сырьем для каталитического риформинга.

Из хадыженской нефти (смеси) возможно получение тракторного керосина и дизельных топлив марок арктическое, зимнее и специальное с цетановым числом порядка 50. Суммарный выход базовых дистиллятных масел с индексом вязкости 89—98 составляет 21,5% (на нефть), а выход базового остаточного масла 15,2%; индекс вязкости его 89. Остатки нефти для производства битумов непригодны, но могут быть использованы как топочный мазут 200.

Месторождения Азовской антиклинальной зоны. Ильско-Абинский нефтеносный район объединяет ряд месторождений, приуроченных к Азовской антиклинальной зоне, а именно: Азовское, Зыбза-Глубокий Яр, Холмское, Ахтырско-Буггундырское, Северо-Ахтырское, Абино-Украинское, Украинское и др. Нефтяные залежи установлены в миоценовых отложениях (понт, мэотис, сармат, караган, чокрак), а также в олигоцене, эоцене и палеоцене (майкоп, кумский горизонт, калужская, ильская свиты и свита Горячего Ключа). При движении сверху вниз отмечается закономерное изменение нефтей от тяжелых в миоцене до легких в майкопе, эоцене и палеоцене.

Из группы нефтей, относящихся к Азовской антиклинальной зоне, нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр характеризуется относительной плотностью 0,8946, повышенной кислотностью (0,89 *мг* КОН на 1 *г* нефти) и средним содержанием смол (суммарно асфальтенов и смолистых веществ 11,34%), содержит 2,0% парафина и относится к малосернистым нефтям (0,37% серы). Суммарный выход светлых фракций до 350 °С составляет 43,7%, в том числе 15% фракций до 200 °С. Абино-украинская нефть более тяжелая (плотность 0,9383), высокосмолистая (асфальтенов и смолистых веществ 23,5%), с высокой кислотностью (2,78 *мг* КОН на 1 *г* нефти) и повышенным содержанием серы (0,6%). Содержание парафина в нефти 0,8%. Выход фракций до 200 и 350 °С соответственно 6,4 и 32,1%. Обе нефти нафтено-парафиновые (с преобладанием нафтеновых углеводородов). Бензиновые фракции содержат 3—17% ароматических углеводородов; в более тяжелых фракциях (200—490 °С) количество их увеличивается с 17—20 до 46—60%. Бензиновые фракции, выкипающие в пределах 28—200 °С, нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр и абино-украинская имеют октановые числа в чистом виде соответственно 49,4 и 58.

Из нефтей Азовской антиклинальной зоны возможно получение дизельных топлив (или компонентов) типа зимнего специального, а из абино-украинской и арктического топлива. Из абино-украинской нефти получают низкозастывающие масла без депарафинизации дистиллятов. Выход базовых дистиллятных масел с индексом вязкости 48—67 равен ~30% (на нефть). Остатки нефти пригодны для производства флотских и топочных мазутов, а также битумов. Для получения масел из нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр необходима депарафинизация. Выход базового масла, выделенного из остатка выше 350 °С, составляет 29,4% на нефть; индекс вязкости масла 74,4. Остатки нефтей могут быть использованы в качестве топочных мазутов и для производства битумов.

Месторождения Калужской антиклинальной зоны. Северский газонефтеносный район (Калужская антиклинальная зона) объединяет три месторождения: Калужское, Ново-Дмитриевское и Восточно-Северское. Все месторождения многопластовые, но пока разрабатываются лишь два горизонта майкопских отложений и кумский горизонт.

Основное количество нефти дает Ново-Дмитриевское месторождение, которое по добыче нефти в Краснодарском крае занимает второе место после Троицко-Анастасиевского. Новодмитриевская нефть легкая (плотность 0,8271), парафинистая (парафина 4,4%), малосернистая (серы 0,22%) с небольшой кислотностью (0,15 *мг* КОН на 1 *г* нефти). Суммарное количество асфальто-смолистых веществ составляет 6,06%. Содержание фракций, выкипающих до 350 °С, равно 63,1 вес. %, в том числе 34,4% до 200 °С. Нефть относится к типу парафино-нафтеновых. В ней превалируют парафиновые углеводороды (48—

57%); количество ароматических углеводородов в бензиновых фракциях (до 200 °С) 3—16%, в дистиллятах от 200 °С и выше оно равно 20—33%. Бензиновые фракции имеют низкие моторные свойства. Октановое число без ТЭС фракции, выкипающей до 200 °С, — 48,2. Бензины этой нефти — хорошее сырье для каталитического риформинга; содержание нафтеновых углеводородов в них составляет 34—46%. Из нефти возможно получение дизельного топлива летнего или компонента специального дизельного топлива с высоким цетановым числом (52—55) и температурой застывания от —12 до —24 °С. Остатки нефти отличаются высокой температурой застывания (27—36 °С) и коксуемостью 4,30—9,80%. Выход базовых дистиллятных масел, полученных путем депарафинизации и адсорбционного разделения фракций и имеющих индекс вязкости 85, составляет 12,5% (на нефть).

Месторождения Крымско-Северской антиклинальной зоны. К западу от Ильско-Абинского района расположены месторождения Крымское, Северо-Крымское, Кудако-Киевское, Кеслеровское, Джигинское, Адагумское. Залежи нефти приурочены главным образом к миоценовым отложениям и некоторые к майкопу. Как и в других миоценовых залежах, нефть, добываемая здесь, тяжелая. Так, относительная плотность джигинской нефти — 0,9363. Джигинская нефть содержит 0,5% парафина и относится к смолистым (суммарно асфальто-смолистых веществ 13,47%), малосернистым (0,32% серы) нефтям с высокой кислотностью (1,92 *мг* КОН на 1 *г* нефти). В нефти содержится 5% фракций, выкипающих до 200 °С, и 40,3% фракций, выкипающих до 350 °С. Фракции выше 300 °С характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов (39—50%). Бензины этой нефти в сравнении с бензинами других нефтей имеют более высокие октановые числа, составляющие для фракций н. к. — 120 °С и н. к. — 200 °С соответственно 76,0 и 67,2 без ТЭС. Дистилляты дизельных топлив имеют низкую температуру застывания (—60 °С и ниже). Базовые масла высоковязкие и низкоиндексные. Нефтяные остатки пригодны для производства битумов.

Месторождения Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны. В этой зоне расположены Курганское, Западно-Анастасиевское и Троицко-Анастасиевское нефтегазовые месторождения. Залежи приурочены к мэотическим и понтическим слоям.

Троицко-Анастасиевское месторождение введено в разработку в 1954 г. Здесь эксплуатируются IV, V, VI, VI[a] и VII горизонты, но основное количество нефти дает IV горизонт. Нефти IV, V и VI горизонтов отличаются по свойствам. Нефть IV горизонта является тяжелой (относительная плотность 0,9067), содержит мало бензиновых фракций до 200 °С (8,2%) при общем выходе светлых фракций до 350 °С 48,3%. Нефть малосернистая (0,22% серы), малопарафинистая (1% парафина), смолистая (9,21% асфальтенов и смолистых веществ) с высокой кислотностью (1,10 *мг* КОН на 1 *г* нефти). Образцы нефтей V и VI горизонтов являются легкими (относительная плотность соответственно 0,8754 и 0,8373), содержат фракций, выкипающих до 200 °С, 17,5 и 33,2%, а фракций до 350 °С — 50 и 70,2% соответственно. Содержание парафина в нефтях V и VI горизонтов составляет 1,3 и 1,9%.

В бензиновых фракциях нефтей IV горизонта мало ароматических углеводородов (5—7%); они состоят в основном из нафтеновых (27—76%) и изопарафиновых углеводородов (17—68%). В аналогичных фракциях нефтей V и VI горизонтов наблюдается увеличение содержания ароматических и парафиновых углеводородов, в том числе и нормальных парафинов. Дистиллятные 50-градусные фракции, отбираемые в интервале 200—500 °С, для нефтей IV, V и VI горизонтов характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, составляющим соответственно 19—48, 19—40 и 20—49%. Во фракциях 200—350 °С увеличивается содержание парафиновых углеводородов за счет уменьшения количества нафтеновых. Фракции нефти IV горизонта отличаются низкой температурой застывания (—60 °С для дистиллята 300—350 °С). Температуры застывания фракций в тех же пределах нефтей V и VI горизонтов —18 и —38 °С. Температура застывания дистиллята 450—500 °С соответственно —7, 28 и 34 °С. Бензиновая фракция нефти IV горизонта, выкипающая в интервале 28—180 °С, имеет октановое число в чистом виде 72, а для тех же фрак-

ций нефтей V и VI горизонтов октановые числа соответственно равны 54,6 и 57,6.

Из троицко-анастасиевской нефти можно получать дизельные топлива (арктическое, зимнее и специальное), флотские и топочные мазуты, битумы. Из дистиллятов нефти IV горизонта можно получать низкозастывающие масла без депарафинизации. Выход базовых дистиллятных и остаточных масел соответственно 23,7 и 4,5% (на нефть).

Месторождения Адыгейского выступа. На Адыгейском выступе открыты Ширвано-Безводненское и Баракаевское газонефтяные месторождения.

В Ширвано-Безводненском месторождении залежи нефти и газа приурочены к отдельным пачкам нижнего мела, в Баракаевском месторождении эксплуатируются отдельные горизонты юрских отложений (келловей, бат-байос, аален, тоар-аален).

Нефть Баракаевского месторождения легкая (относительная плотность 0,8081), парафинистая (3% парафина), малосернистая (0,12% серы), малосмолистая. Выход фракций до 200 °С—49,7, до 350 °С — 81,2%. Фракции до 120 °С содержат мало ароматических углеводородов (1—2%) и до 68% нафтеновых. В более высококипящих фракциях количество ароматических углеводородов достигает 39% в дистилляте 400—420 °С, а содержание нафтеновых уменьшается и во фракциях 200—250 и 250—300 °С составляет соответственно 25 и 18%. Фракция 28—200 °С баракаевской нефти имеет низкое октановое число (48,3 без ТЭС). Из нефти могут быть получены летние дизельные топлива или компоненты специального топлива. Остатки нефти характеризуются высокой температурой застывания (31—38 °С), низкой коксуемосью (3,58% для остатка выше 420 °С); остаток выше 420 °С может быть использован в качестве топочного мазута 100.

Месторождения Восточно-Кубанского прогиба. Восточно-Кубанский прогиб выделяется в самостоятельную нефтегазоносную зону. В северо-восточной части этой зоны расположен Южно-Ставропольский вал.

Помимо крупных месторождений газа в разработке находятся два нефтяных месторождения — Николаевское и Убеженское. Залежи нефти приурочены к свите Горячего ключа палеоценовых отложений. Нефть этих месторождений легкая (относительная плотность 0,7710), парафинистая (5,8% парафина), малосмолистая (1,63% асфальто-смолистых веществ), малосернистая (0,14% серы) с низкой кислотностью (0,02 *мг* КОН на 1 *г* нефти). Выход фракций до 200 °С достигает 52,8%, а до 350 °С равен 81,1%.

Нефти относятся к типу парафино-нафтеновых с преобладанием парафиновых углеводородов. Бензины низкооктановые. Из нефти могут быть получены летние дизельные топлива с высокими цетановыми числами, осветительный керосин с хорошими фотометрическими свойствами, базовые дистиллятное и остаточное масла, суммарный выход которых 7,6% (на нефть), имеют индекс вязкости в пределах 91—109.

254. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Горизонт, свита, ярус, подъярус	№ скважины	ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С		Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
							с обработкой	без обработки		при 38 °С	при 50 °С
Троицко-анастасиевская	IV горизонт, меотический ярус	Смесь	0,9067	237	37,81	11,37	—54	—	28	—	—
Троицко-анастасиевская	V горизонт, меотический ярус	»	0,8754	222	17,47	6,59	—25	—	—2	—	—
Троицко-анастасиевская	VI горизонт, сарматский ярус	»	0,8373	151	4,65	2,42	—45	—	—16	—	—
Джигинская	Караганский и чокракский подъярусы	»	0,9363	278	165,0	31,9	—35	—	25	—	—
Абино-украинская	Сарматский ярус, караганский и чокракский подъярусы, кумская свита	»	0,9383	329	310,3	61,95	—16	—16	27	—	—
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Чокракский подъярус, мэотический ярус, майкопская и кумская свиты	»	0,8946	224	31,50	10,64	—34	—33	11	86	118
Новодмитриевская	Кумская свита	»	0,8271	160	5,24	2,83	3	4	<—30	258	355
Хадыженская	Майкопская свита	»	0,8743	282	13,23	5,30	2	8	—6		
Месторождений Ключевая и Дыш	Майкопская свита	»	0,837[illegible]	228	5,77	2,93	0	2	—21	166	228
Баракаевская	II и III горизонты юрской системы	»	0,808[illegible]	137	1,6	1,12	—12	—8	<—30	140	200
Николаевская и убеженская	Свита Горячий ключ	»	0,7710	140	1,60	1,11	—2	8	<—35	317	425

Продолжение табл. 254

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг КОН* на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	1,0	—	0,22	0,111	18	8,40	0,81	1,88	0,026	1,10	8,2	48,3
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	1,3	—	0,24	0,158	21	7,20	1,13	2,22	0,026	0,42	17,5	50,0
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	1,9	55	0,28	0,177	8	4,23	0,30	0,89	0,035	0,43	33,2	70,2
Джигинская	0,5	—	0,32	0,207	35	11,80	1,67	2,83	0,026	1,92	5,2	40,3
Абино-украинская	0,8	—	0,60	0,330	60	20,40	3,16	5,18	0,024	2,78	6,3	32,0
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	2,0	—	0,37	0,190	30	9,89	1,45	2,90	0,025	0,89	17,2	43,7
Новодмитриевская	4,4	53	0,22	0,081	23	4,93	1,13	1,40	0,016	0,15	34,4	63,1
Хадыженская	6,4	52	0,29	0,125	20	6,60	1,88	2,10	0,019	0,13	21,8	51,0
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	8,3	52	0,28	0,084	14	6,98	1,08	1,46	0,006	0,18	29,6	59,6
Баракаевская	3,0	50	0,12	0,060	1	0,61	0,13	1,00	0,003	0,06	49,7	81,2
Смесь николаевской и убеженской нефтей	5,8	52	0,14	Следы	1	1,47	0,16	0,31	0,002	0,02	52,8	81,1

255. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры												
		100	120	140	150	160	180	200	220	240	250	260	280	300
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	101	—	—	1	2	3	5	6	10	16	20	24	32	40
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	70	2	4	7	10	12	15	19	23	27	29	33	38	43
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	63	5	10	18	21	24	30	35	41	45	49	54	58	64
Джигинская	118	—	—	1	1,5	2	2,5	3	6	9	12	16	23	30
Абино-украинская	128	—	0,5	1,5	2	2,5	3	3,5	8	11	13	16	18	23
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	71	2	5	10	12	14	16	19	22	26	28	30	34	44
Новодмитриевская	49	11	17	23	26	28	33	37	42	46	48	51	55	58
Хадыженская	70	5	8	12	15	17	20	23	28	32	33	35	39	45
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	59	9	14	18	21	23	28	32	37	42	46	52	57	61
Баракаевская	42	12	26	35	38	42	47	53	58	64	67	70	75	79
Смесь николаевской и убеженской нефтей	41	24	33	40	43	46	52	56	59	63	65	67	72	76

256. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	63,56	37,81	23,91	16,09	11,37
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	27,60	17,47	11,97	8,77	6,59
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	6,15	4,65	3,58	2,89	2,42
Джигинская	335,8	165,0	86,60	48,60	31,90
Абино-украинская	520,0	310,3	177,4	102,7	61,90
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	51,34	31,50	20,72	14,61	10,64
Новодмитриевская	7,69	5,24	4,10	3,34	2,83
Хадыженская	33,35	13,28	9,15	6,89	5,30
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	10,55	5,77	4,43	3,55	2,93
Баракаевская	2,02	1,68	1,42	1,27	—
Смесь николаевской и убеженской нефтей	—	1,66	1,42	1,24	1,11

257. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	8,59	5,21	3,42	2,49	2,00
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	3,89	2,66	2,05	1,75	1,54
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	1,50	1,36	1,25	1,19	1,14
Джигинская	48,00	22,30	11,70	6,62	4,41
Абино-украинская	70,20	41,93	24,00	13,90	8,39
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	6,97	4,39	3,03	2,33	1,92
Новодмитриевская	4,64	2,18	1,78	1,56	1,42
Хадыженская	1,92	1,46	1,33	1,25	1,19
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	1,10	1,07	1,04	1,03	—
Баракаевская	—	1,07	1,04	1,01	—
Смесь николаевской и убеженской нефтей	—	1,07	1,04	1,02	1,01

258. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t					
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С	при 60 °С
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	0,9125	0,9067	0,9007	0,8993	0,8930	0,8865

Нефть	Плотность ρ_4^t					
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С	при 60 °С
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	0,8834	0,8754	0,8716	0,8647	0,8571	0,8501
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	0,8421	0,8376	0,8290	0,8224	0,8148	0,8073
Джигинская	0,9423	0,9363	0,9304	0,9244	0,9185	0,9126
Абино-украинская	0,9450	0,9383	0,9324	0,9260	0,9200	0,9137
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	0,9011	0,8946	0,8881	0,8815	0,8749	0,8682
Новодмитриевская	0,8345	0,8271	0,8193	0,8123	0,8049	0,7945
Хадыженская	0,8854	0,8745	0,8705	0,8632	0,8564	0,8501
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	0,8450	0,8374	0,8305	0,8233	0,8165	0,8090
Баракаевская	0,8153	0,8081	0,8006	0,7934	0,7860	0,7786
Смесь николаевской и убеженской нефтей	—	0,7710	0,7668	0,7594	0,7524	0,7451

259. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)								
До C_4	0,18	—	5,6	22,2	27,8	44,4	—	—
До C_5	0,74	—	1,3	5,4	6,7	10,8	32,4	43,4
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)								
До C_4	0,44	2,3	6,8	13,8	22,8	54,5	—	—
До C_5	0,92	1,1	3,3	6,5	10,8	26,2	20,6	31,5
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)								
До C_4	0,14	—	14,3	21,4	28,5	35,8	—	—
До C_5	0,53	—	3,8	5,5	7,5	9,5	26,5	47,2
Абино-украинская нефть								
До C_4	0,10	—	—	20	80	—	—	—
До C_5	0,39	—	—	5,1	20,5	—	30,80	43,60
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр								
До C_4	Следы	—	—	—	—	—	—	—
До C_5	Следы	—	—	—	—	—	—	—
Новодмитриевская нефть								
До C_4	1,70	—	0,6	16,0	14,4	6	—	—
До C_5	4,30	—	0,2	6,1	5,6	27,6	23,5	37,0

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Хадыженская нефть								
До C_4	0,30	—	—	8,8	17,6	73,6	—	—
До C_5	1,40	—	—	2,1	4,3	17,8	32,9	42,9
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш								
До C_4	0,95	—	—	12	15	73	—	—
До C_5	3,06	—	—	3,3	4,6	23,0	29,1	40,0
Баракаевская нефть								
До C_4	1,12	—	—	14,3	25,0	60,7	—	—
До C_5	3,28	—	—	4,9	8,5	20,8	33,2	32,6
Смесь николаевской и убеженской нефтей								
До C_4	0,17	—	—	—	23,5	76,5	—	—
До C_5	1,60	—	—	—	2,5	8,1	36,9	52,5

260. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °C	Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	Троицко-анастасиевская (V горизонт)	Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	Джигинская	Абино-украинская	Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Новодмитриевская	Хадыженская	Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	Баракаевская	Смесь николаевской и убеженской нефтей
28 (газ до C_4)	0,2	0,4	0,2	—	0,1	—	1,7	0,3	1,0	1,1	0,2
60	0,3	1,8	4,2	—	0,3	1,3	5,0	2,9	3,7	4,8	10,0
62	—	2,0	4,6	—	0,6	1,4	5,5	3,1	4,0	5,1	12,0
70	0,4	2,4	5,2	—	1,1	1,7	7,1	3,8	5,5	7,9	15,0
80	0,7	2,9	6,5	—	1,3	2,3	8,5	4,3	7,0	10,1	17,2
85	0,8	3,2	7,2	—	1,4	2,5	9,4	4,8	7,5	11,6	18,2
90	0,9	3,4	8,2	—	1,6	2,7	10,4	5,2	8,5	13,0	19,4
95	1,0	3,9	9,1	—	—	2,9	11,7	5,5	9,0	15,9	21,8
100	1,1	4,4	10,2	0,4	1,7	3,1	13,2	6,2	10,0	20,5	26,1
105	1,2	4,9	11,2	0,5	1,8	3,6	14,3	7,1	10,7	23,6	28,7
110	1,4	5,7	12,5	0,6	2,0	4,2	15,0	7,6	12,0	25,2	29,9
115	1,3	6,3	13,6	0,8	2,2	4,5	16,5	8,3	13,5	26,7	31,1
120	1,6	6,9	14,7	1,0	2,4	5,0	17,9	9,1	15,0	28,2	32,4
130	2,2	7,9	17,7	1,2	2,6	5,7	19,9	10,6	18,0	31,6	36,0
140	2,6	8,9	20,5	1,3	2,9	6,8	21,9	12,1	20,0	33,9	38,5
145	2,9	9,4	21,8	1,4	3,0	7,6	23,0	12,9	21,0	35,5	39,7
150	3,2	9,9	23,2	1,6	3,2	8,4	24,2	13,6	22,0	37,0	40,9
160	4,4	11,4	25,2	2,1	3,8	9,7	26,2	14,9	24,0	40,0	43,4
170	5,2	12,4	27,4	2,7	4,3	11,1	28,2	16,6	25,5	42,5	46,3
180	6,4	14,4	29,7	3,5	4,8	12,5	30,0	18,2	27,2	45,3	48,7
190	7,2	15,9	31,7	4,0	5,5	13,8	33,0	20,1	28,0	48,4	50,7
200	8,4	17,9	33,4	5,0	6,4	15,0	34,4	22,1	30,6	50,8	53,0

Отгоняется до температуры, °C	Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	Троицко-анастасиевская (V горизонт)	Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	Джигинская	Абино-украинская	Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Новодмитриевская	Хадыженская	Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	Баракаевская	Смесь николаевской и убеженской нефтей
210	9,7	19,9	35,7	5,6	7,4	16,4	36,6	24,0	32,5	52,9	54,6
220	11,2	21,9	38,0	7,3	8,8	18,3	38,4	26,6	34,9	55,2	56,4
230	12,6	23,6	40,7	9,0	10,2	19,5	39,9	28,1	37,0	57,5	58,0
240	15,4	25,0	43,7	11,4	11,7	21,2	41,6	29,6	38,9	60,2	60,1
250	18,5	27,6	46,2	13,7	14,1	23,4	43,5	31,6	40,7	62,0	62,6
260	20,6	30,4	48,5	15,7	16,6	25,6	45,6	32,8	42,9	63,0	65,0
270	23,5	32,6	51,2	18,5	17,1	27,8	47,3	35,3	44,5	64,5	67,2
280	27,5	34,5	54,2	22,6	19,1	29,2	48,7	37,3	46,5	68,0	69,2
290	31,6	36,4	57,2	24,7	20,6	30,7	50,7	38,9	48,0	72,0	71,0
300	35,2	38,9	59,7	27,0	22,6	33,1	52,8	41,3	50,5	74,1	72,1
310	36,9	41,4	61,7	29,0	23,6	35,7	55,0	43,8	52,5	76,2	74,5
320	39,8	43,9	64,0	31,6	25,6	37,8	57,3	45,8	55,0	77,7	76,6
330	43,6	45,9	66,1	34,4	27,6	39,7	59,3	48,3	57,5	79,3	78,2
340	46,2	47,9	68,5	38,6	30,1	41,7	61,3	49,8	59,2	81,3	80,0
350	48,5	50,4	70,4	40,7	32,1	43,7	63,1	51,3	60,6	82,3	81,3
360	49,5	52,4	72,1	41,8	33,1	44,8	65,0	52,3	61,6	83,5	82,0
370	50,2	53,6	73,2	42,7	34,1	45,6	66,6	52,8	62,5	84,5	83,0
380	50,9	54,6	74,2	43,8	35,6	46,8	67,5	54,0	64,0	84,9	84,0
390	51,7	56,2	75,7	46,2	37,1	48,8	68,4	55,3	66,0	85,2	85,0
400	53,5	58,4	76,8	49,6	38,6	50,8	69,2	57,0	69,7	86,6	86,4
410	55,2	61,2	78,1	52,1	40,1	53,8	70,8	59,3	71,7	88,5	87,5
420	60,5	63,4	79,2	55,0	42,1	56,0	72,1	61,8	72,8	91,0	89,3
430	63,5	65,9	80,7	57,2	44,1	58,5	73,8	64,3	74,1	—	90,5
440	66,6	67,4	82,0	59,4	46,1	60,3	75,5	66,3	75,6	—	92,0
450	69,7	69,4	83,2	61,7	49,1	62,1	77,1	68,3	78,1	—	93,3
460	72,2	71,9	85,2	64,3	52,9	65,5	78,0	70,3	79,8	—	—
470	74,2	74,4	87,2	68,3	54,6	67,8	79,1	72,8	81,2	—	—
480	76,7	76,7	89,2	70,2	56,6	70,0	80,3	75,3	82,5	—	—
490	78,9	79,7	90,4	72,0	59,7	72,0	82,1	77,8	83,6	—	—
500	81,8	82,7	92,0	—	—	—	—	79,8	—	—	—

261. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °C

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °C				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* KOH на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °C), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)											
28—85	0,6	0,6749	41	52	65	88	0,012	89,3	96,0	—	—
28—100	0,9	0,6832	44	58	73	95	—	—	—	—	—
28—110	1,2	0,6921	46	61	79	100	—	—	—	—	—
28—120	1,4	0,6972	48	64	83	104	—	85,5	92,8	—	—
28—130	2,0	0,7142	52	74	97	116	—	—	—	—	—
28—140	2,4	0,7250	55	80	106	124	—	—	—	—	—
28—150	[illegible],0	0,7421	60	90	120	137	0,020	80,9	88,5	8,50	—
28—160	4,2	0,7550	75	95	127	149	0,026	77,6	86,0	—	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракций	Давление насыщенных паров (при 38°С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
28—170	5,0	0,7572	76	101	133	153	—	—	—	—	—
28—180	6,2	0,7611	77	109	142	160	—	72,0	84,5	—	—
28—190	7,0	0,7705	78	114	149	166	—	68,4	78,1	—	—
28—200	8,2	0,7832	79	122	157	181	0,044	65,7	76,0	7,02	—
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)											
28—85	2,8	0,6878	44	55	69	85	—	68,4	82,4	—	—
28—100	4,0	0,6950	48	63	75	93	—	66,2	80,4	—	—
28—110	5,3	0,7068	53	69	83	101	—	65,8	78,4	—	—
28—120	6,5	0,7146	57	75	90	110	0,015	62,6	75,9	—	—
28—130	7,5	0,7210	58	79	97	118	—	62,0	74,6	—	—
28—140	8,5	0,7265	59	82	103	127	—	61,2	73,3	—	—
28—150	9,5	0,7324	60	85	110	135	0,026	60,3	74,0	2,13	—
28—160	11,0	0,7375	61	90	117	147	—	58,5	71,1	—	—
28—170	12,0	0,7407	62	92	122	155	0,033	56,9	69,5	—	—
28—180	14,0	0,7489	64	93	130	161	0,040	54,6	68,7	—	—
28—190	15,5	0,7523	65	94	134	171	—	—	—	—	—
28—200	17,5	0,7569	67	94	138	182	0,051	51,0	65,0	4,00	—
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)											
28—85	7,0	0,6840	42	54	68	80	0,020	71,2	82,2	—	—
28—100	10,0	0,6950	43	60	77	92	—	68,3	81,3	—	—
28—110	12,3	0,7030	44	64	84	100	—	67,8	79,7	—	—
28—120	14,5	0,7103	45	68	89	108	0,024	66,6	78,2	—	—
28—130	17,5	0,7175	46	72	96	116	—	64,8	76,8	—	—
28—140	20,3	0,7248	49	74	100	124	—	63,2	75,2	—	—
28—150	23,0	0,7267	50	78	105	131	0,026	61,8	73,7	0,53	—
28—160	25,0	0,7342	55	82	109	138	—	60,7	72,5	—	—
28—170	27,2	0,7391	60	86	113	148	0,028	59,4	71,4	—	—
28—180	29,5	0,7429	60	91	120	156	0,036	57,6	70,5	—	—
28—190	31,5	0,7450	63	92	124	165	—	56,5	69,2	—	—
28—200	33,2	0,7469	66	93	127	171	0,039	55,8	68,3	0,66	—
Джигинская нефть											
н. к.—120	1,0	0,7096	52	73	93	115	—	76	85	169	—
н. к.—150	1,6	0,7368	63	91	118	139	—	71,2	80,7	161	—
н. к.—170	2,7	0,7535	67	101	132	154	0,055	69,5	82,0	—	—
н. к.—180	3,5	0,7648	71	109	142	165	—	68,1	79,0	94	—
н. к.—200	5,0	0,7830	81	119	157	183	0,104	67,2	—	73	—
Абино-украинская нефть											
28—120	2,3	0,7300	50	74	99	108	0,020	74	84	—	—
28—150	3,1	0,7642	66	114	132	149	0,060	70	81	—	—
28—180	4,7	0,7657	68	116	140	174	0,080	68	78	—	—
28—200	6,3	0,8000	102	139	171	200	0,100	58	72	—	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38°С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр											
н. к.—85	2,5	0,7051	60	65	72	80	0,003	70,0	—	0,32	220
н. к.—120	5,0	0,7355	78	90	102	116	0,007	59,6	—	0,21	110
н. к.—150	8,4	0,7469	83	98	115	136	0,011	56,5	—	0,51	52
н. к.—180	12,5	0,7610	84	105	134	169	0,015	52,5	—	—	—
н. к.—200	15,0	0,7700	85	110	145	187	0,026	49,6	—	1,77	—
Новодмитриевская нефть											
28—85	7,7	0,6737	31	43	62	78	0,003	69,2	83,2	—	605
28—100	11,5	0,6947	42	56	78	98	—	66,1	83,5	—	—
28—110	13,3	0,6995	44	60	82	103	—	64,4	82,4	0	—
28—120	16,2	0,7064	47	64	87	110	—	62,2	80,2	—	335
28—130	18,2	0,7105	49	66	91	117	0,006	60,8	79,3	—	—
28—140	20,2	0,7140	50	68	96	125	—	59,5	78,2	0	—
28—150	22,5	0,7180	50	69	100	132	0,009	58,0	77,0	—	297
28—160	24,5	0,7218	51	72	104	141	—	55,9	74,7	—	—
28—170	26,5	0,7255	52	74	107	150	—	54,2	72,4	0,18	—
28—180	28,3	0,7281	52	76	111	157	0,012	52,5	69,6	—	—
28—190	31,3	0,7339	53	84	117	170	—	49,8	68,3	—	—
28—200	32,7	0,7365	54	88	121	177	0,016	48,2	67,2	0,24	252
Хадыженская нефть											
28—85	4,5	0,6989	54	61	69	76	0,009	75,8	88,2	0	—
28—100	5,9	0,7085	58	68	76	88	—	—	—	—	—
28—120	8,8	0,7286	65	80	93	111	—	74,1	85,1	0	—
28—130	10,3	0,7335	68	83	98	111	—	72,2	—	—	—
28—140	11,8	0,7385	71	85	104	124	—	69,9	—	0	—
28—150	13,3	0,7428	74	88	108	130	0,010	—	—	—	—
28—160	14,6	0,7475	74	90	113	139	—	68,0	78,8	—	—
28—170	16,3	0,7535	75	91	117	150	—	67,0	77,9	0,20	—
28—180	17,9	0,7589	75	93	123	162	—	64,2	75,4	—	—
28—190	19,8	0,7615	76	95	127	170	—	63,5	—	—	—
28—200	21,8	0,7643	77	97	132	177	0,012	62,8	73,1	0,28	—
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш											
28—85	6,5	0,6821	46	54	63	76	—	73,6	83,6	—	—
28—100	9,0	0,6920	52	62	71	86	—	70,5	80,9	—	—
28—120	14,0	0,7133	62	75	88	109	0	65,2	76,0	—	—
28—130	17,0	0,7150	62	77	96	119	—	61,5	73,6	—	—
28—140	19,0	0,7245	63	79	100	127	—	59,5	72,4	—	—
28—150	21,0	0,7288	64	81	105	134	0,006	57,2	71,0	0,15	—
28—160	23,0	0,7325	66	84	114	147	—	55,0	69,5	—	—
28—170	24,5	0,7351	67	85	116	152	—	53,8	68,5	—	—
28—180	26,2	0,7392	69	87	119	158	0,010	51,4	67,2	—	—
28—190	27,0	0,7412	70	88	125	166	—	49,5	65,6	—	—
28—200	29,6	0,7470	70	89	131	177	0,012	46,2	62,0	0,22	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, мг КОН на 100 мл фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), мм рт. ст.
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 г ТЭС на 1 кг фракции		
Баракаевская нефть											
28—85	10,5	0,6777	39	49	62	76	0	72,0	—	0	—
28—120	27,1	0,7161	51	70	88	104	—	65,6	83,7	0	—
28—130	30,5	0,7195	52	74	93	112	0	—	—	—	—
28—140	32,8	0,7223	56	76	96	119	0	—	—	—	—
28—150	35,9	0,7253	58	79	100	127	—	57,1	75,4	0,72	—
28—160	38,9	0,7258	59	81	106	139	0	—	—	—	—
28—170	41,4	0,7265	60	83	110	146	0,003	—	—	—	—
28—180	44,2	0,7268	60	85	113	155	0,008	51,5	71,8	—	—
28—190	47,3	0,7325	64	86	119	167	—	—	—	—	—
28—200	49,7	0,7376	67	87	122	174	0,009	48,3	67,0	1,26	—
Смесь николаевской и убеженской нефтей											
28—85	18,0	0,6645	35	45	61	79	0	68,6	82,5	0	—
28—100	25,9	0,6820	44	55	73	92	—	—	—	—	—
28—110	29,7	0,6897	47	60	79	97	—	—	—	—	—
28—120	32,2	0,6941	50	62	82	101	0	65,2	78,6	0	—
28—130	35,8	0,6993	51	64	88	111	—	—	—	—	—
28—140	38,3	0,7023	52	64	91	115	—	—	—	—	—
28—150	40,7	0,7050	52	65	94	122	0,006	58,0	74,0	0	—
28—160	43,2	0,7072	53	65	97	136	—	—	—	—	—
28—180	48,5	0,7105	53	66	103	146	0,010	55,9	71,7	0,18	—
28—200	52,8	0,7154	54	66	110	169	0,011	51,0	68,5	0,25	—

262. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)								
28—95	0,8	0,7050	—	5	25	70	14	56
95—120	0,6	0,7361	1,4145	6	39	55	9	46
120—150	1,6	0,7725	1,4335	7	60	33	4	29
150—200	5,2	0,8074	1,4439	7	90	3	—	—
28—200	8,2	0,7832	1,4310	6	75	19	—	—
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)								
28—60	1,4	—	—	1	15	84	36	48
60—95	2,1	0,6963	1,3930	3	41	56	26	30
95—120	3,0	0,7404	1,4135	7	41	52	13	39
120—150	3,0	0,7616	1,4245	12	37	51	11	40
150—200	8,0	0,7905	1,4380	16	51	33	8	25
28—200	17,5	0,7569	1,4250	10	44	46	12	34

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)								
28—60	4,0	0,6510	1,3762	1	11	88	42	46
60—95	4,9	0,7211	1,4040	2	54	44	15	29
95—120	5,6	0,7465	1,4181	14	40	46	12	34
120—150	8,5	0,7647	1,4315	19	27	54	9	45
150—200	10,2	0,7848	1,4414	19	34	47	9	38
28—200	33,2	0,7469	1,4220	10	45	45	11	34
Джигинская нефть								
н. к.—120	1,0	0,7155	—	1	28	71	7	64
120—150	0,6	0,7643	—	8	48	44	3	41
150—200	3,4	0,8101	—	9	Суммарно 91		—	—
Абино-украинская нефть								
28—120	2,3	0,7300	—	2	47	51	5	46
120—150	0,8	0,7701	—	3	58	39	2	37
150—200	3,2	0,8090	—	7	80	13	2	11
28—200	6,3	0,8000	—	5	65	30	3	27
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр								
н. к.—60	1,3	0,6728	—	2	15	83	36	47
60—95	1,6	0,7228	1,4068	3	54	43	17	26
95—120	2,1	0,7470	1,4192	7	48	45	14	31
120—150	3,4	0,7720	1,4330	12	47	41	11	30
150—200	6,6	0,8027	1,4484	17	64	19	9	10
н. к.—200	15,0	0,7700	1,4310	11	52	34	13	24
Новодмитриевская нефть								
28—62	3,8	0,6442	1,3672	2	9	89	46	43
62—95	6,2	0,7080	1,3990	3	49	48	26	22
95—120	6,2	0,7387	1,4150	8	44	48	19	29
120—150	6,3	0,7577	1,4255	13	36	51	19	32
150—200	10,2	0,7833	1,4392	16	44	40	21	19
28—200	32,7	0,7365	1,4178	10	39	51	24	27
Хадыженская нефть								
28—62	2,8	0,6500	—	Следы	13	87	39	48
62—95	2,4	0,7177	1,4012	3	55	42	16	26
95—120	3,6	0,7468	1,4150	5	55	40	9	31
120—150	4,5	0,7689	1,4290	12	47	41	6	35
150—200	8,5	0,7997	1,4448	21	52	27	4	23
28—200	21,8	0,7569	1,4230	11	47	42	9	33

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш								
28—62	3,0	0,6437	1,3727	2	9	89	48	41
62—95	5,0	0,7005	1,3955	5	44	51	24	27
95—120	6,0	0,7378	1,4132	9	43	48	21	27
120—150	7,0	0,7568	1,4235	13	36	51	20	31
150—200	8,6	0,7805	1,4368	16	39	45	24	21
28—200	29,6	0,7394	1,4215	11	37	52	23	29
Баракаевская нефть								
28—62	4,0	0,6394	1,3689	2	6	92	38	54
62—95	10,8	0,7236	1,4038	1	68	31	15	16
95—120	12,3	0,7428	1,4141	2	67	31	10	21
120—150	8,8	0,7521	1,4216	10	36	54	13	41
150—200	13,8	0,7836	1,4409	24	28	48	15	33
28—200	49,7	0,7376	1,4088	8	48	44	13	31
Смесь николаевской и убеженской нефтей								
28—62	11,8	0,6356	1,3668	0	3	97	40	57
62—95	9,8	0,7036	1,3968	1	42	57	25	32
95—120	10,6	0,7346	1,4109	1	57	42	17	25
120—150	8,5	0,7442	1,4201	9	28	63	24	39
150—200	12,1	0,7577	1,4380	24	16	60	25	35
28—200	52,8	0,7154	1,4165	7	28	65	25	40

263. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 85 °С

Углеводороды	Температура кипения, °С	Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Новодмитриевская нефть	Хадыженская нефть	Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	Баракаевская нефть	Смесь николаевской и убеженской нефтей
Пропан	—42,1	—	0,003	—	—	—	—
Изобутан	—11,7	0,001	0,022	0,02	0,01	0,06	0,37
н-Бутан	—0,5	0,003	0,237	0,14	0,25	0,21	0,71
2-Метилбутан	27,9	0,077	0,543	0,48	0,64	0,87	2,56
н-Пентан	36,1	0,189	0,985	0,58	1,04	0,93	2,80
2,2-Диметилбутан	49,0	—	—	0,05	—	—	—
2,3-Диметилбутан	58,0	—	—	—	0,02	—	0,48
Изогексан	—	0,009	0,082	—	—	—	—
2-Метилпентан	60,3	0,272	0,693	0,45	0,55	0,15	2,42
3-Метилпентан	63,2	0,337	0,768	—	0,63	1,13	1,97
2,3-Диметилпентан	—	—	—	0,56	—	1,18	—
н-Гексан	68,7	0,451	1,504	0,61	1,02	1,66	2,89
Изогептаны	—	0,257	0,501	0,22	0,35	0,92	1,25

Углеводороды	Температура кипения, °С	Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Новодмитриевская нефть	Ханыженская нефть	Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	Баракаевская нефть	Смесь николаевской и убеженской нефтей
Метилциклопентан	71,8	0,377	1,049	0,44	0,58	1,20	0,87
Бензол	80,1	0,042	0,222	0,03	0,17	0,13	—
Циклогексан	80,7	0,370	0,756	0,36	0,48	1,43	1,30
н-Гептан	98,4	0,175	0,389	0,34	0,57	0,38	0,38
н-Октан	—	—	—	0,22	0,19	0,25	—

264. Содержание индивидуальных углеводородов во фракции, выкипающей до 150 °С, троицко-анастасиевской нефти (IV горизонт)

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание углеводородов, вес. % (на нефть)
н-Пентан	36,1	0,002
н-Гексан	68,7	0,002
Всего парафиновых углеводородов нормального строения		0,004
2-Метилбутан	27,9	0,011
2,3-Диметилбутан	58,0	0,032
2-Метилпентан	60,3	0,079
3-Метилпентан	63,3	0,054
2,2-Диметилпентан	79,2	0,002
2,4-Диметилпентан	80,5	0,005
2,2,3-Триметилбутан	80,6	0,004
3,3-Диметилпентан	86,1	0,008
2,3-Диметилпентан	89,8	0,038
2,2-Диметилгексан	106,8	0,025
2,4-Диметилгексан	109,4	0,060
2,2,3-Триметилпентан	109,8	0,011
2,3,3-Триметилпентан	114,7	0,004
2,3 Диметилгексан	115,6	0,049
4-Метилгептан	117,7	0,015
3-Этилгексан	118,5	0,069
2,3,5-Триметилгексан	131,4	0,065
2,2-Диметил-3-этилпентан	133,8	0,028
2,6-Диметилгептан	135,0	0,059
2,4-Диметил-3-этилпентан	136,7	0,033
3-Метил-3-этилгексан	139,0	0,104
4-Этилгептан	141,2	0,095
2,2,4,5-Тетраметилгексан	147,9	0,031
2,2,3,5-Тетраметилгексан	156,0	0,030
Всего парафиновых углеводородов изостроения		0,911
Метилциклопентан	71,8	0,017
1,1-Диметилциклопентан	87,8	0,006

Углеводород	Температура кипения, °С	Содержание углеводородов, вес. % (на нефть)
1,3-Диметилциклопентан (*транс*-)	90,8	0,007
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	91,9	0,006
1,3-Диметилциклопентан (*цис*-)	91,7	0,003
1,1,3-Триметилциклопентан	104,9	0,027
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	109,3	0,027
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис*-, *транс*-, *цис*-)	110,4	0,024
1,1,2-Триметилциклопентан	113,7	0,005
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис*-, *цис*-, *транс*-)	116,7	0,025
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов		0,147
Циклогексан	80,7	0,011
Метилциклогексан	100,9	0,016
1,1-Диметилциклогексан	119,5	0,048
1,4-Диметилциклогексан (*транс*-)	119,3	0,155
1,2-Диметилциклогексан	—	0,111
1,3-Диметилциклогексан	—	0,046
1,1,3-Триметилциклогексан	—	0,097
Этилциклогексан	131,8	0,072
Изопропилциклогексан	—	0,074
1-Метил-4-этилциклогексан	—	0,108
1-Метил-3-этилциклогексан	—	0,077
н-Пропилциклогексан	156,7	0,076
1,3,5-Триметилциклогексан	—	0,050
1,2,4-Триметилциклогексан	—	0,080
1-Метил-2-этилциклогексан	—	0,020
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов		1,041
Бензол	80,1	0,001
Ксилольная фракция	—	0,025
Всего ароматических углеводородов		0,026

265. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 120—150 °С

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Троицко-анастасиевская (IV горизонт) нефть (фракция 120—145 °С)			Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)		
Этилбензол	4,8	0,05	Этилбензол	3,9	0,01
п-Ксилол	0,6	0,01	*п*-Ксилол	1,0	0,00
м-Ксилол	1,6	0,02	*м*-Ксилол	3,7	0,01
о-Ксилол	2,7	0,03	*о*-Ксилол	3,4	0,01

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)			**Хадыженская нефть**		
Этилбензол	3,4	0,29	Этилбензол	10,1	0,31
п-Ксилол	2,0	0,17	*п*-Ксилол	1,3	0,04
м-Ксилол	6,7	0,57	*м*-Ксилол	2,6	0,08
о-Ксилол	6,9	0,59	*о*-Ксилол	2,7	0,08
Джигинская нефть			**Нефть месторождений Ключевая и Дыш**		
Этилбензол	5,6	0,03	Этилбензол	2,3	0,11
п-Ксилол	1,0	0,01	*п*-Ксилол	2,9	0,14
м-Ксилол	3,0	0,02	*м*-Ксилол	6,0	0,30
о-Ксилол	3,5	0,02	*о*-Ксилол	7,1	0,36
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр			**Баракаевская нефть**		
Этилбензол	1,9	0,06	Этилбензол	0,9	0,08
п-Ксилол	4,6	0,16	*п*-Ксилол	4,1	0,36
м-Ксилол	4,0	0,14	*м*-Ксилол	2,2	0,19
о-Ксилол	1,3	0,04	*о*-Ксилол	1,8	0,16
Новодмитриевская нефть			**Смесь николаевской и убеженской нефтей**		
Этилбензол	2,3	0,14	Этилбензол	—	—
п-Ксилол	1,7	0,11	*п*-Ксилол	1,7	0,10
м-Ксилол	3,9	0,25	*м*-Ксилол	4,5	0,28
о-Ксилол	4,4	0,28	*о*-Ксилол	3,0	0,18

266. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)								
60—140	2,4	0,7371	0,029	6	42	52	6	46
60—180	6,2	0,7739	0,042	5	73	22	4	18
85—120	0,8	0,7333	0,026	2	29	69	9	60
85—180	5,6	0,7757	0,038	5	75	20	4	16
105—140	1,4	0,7611	—	6	54	40	6	34
120—140	1,0	0,7662	—	7	57	36	5	31
140—180	3,8	0,7999	0,046	7	72	21	4	17

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)								
60—85	1,4	0,7140	0,010	3	41	56	26	30
60—105	3,1	0,7143	0,013	5	42	53	22	31
60—140	7,1	0,7362	0,035	12	39	49	16	33
60—180	12,6	0,7596	0,060	14	34	52	11	41
85—120	3,7	0,7367	0,021	6	44	50	14	36
85—180	11,2	0,7630	0,069	11	42	47	10	37
105—120	2,0	0,7396	0,019	8	40	52	13	39
105—140	4,0	0,7503	0,030	10	39	51	11	40
120—140	2,0	0,7594	0,047	13	37	50	11	39
140—180	5,5	0,7816	0,084	15	43	42	9	33
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)								
60—85	3,0	0,7111	0,008	2	46	52	20	32
60—105	7,0	0,7260	—	5	42	53	14	39
60—140	16,3	0,7404	—	7	47	46	12	34
60—180	25,5	0,7516	—	18	30	52	9	43
85—120	7,5	0,7425	0,011	6	44	50	12	38
85—180	22,5	0,7628	0,028	11	42	47	9	38
105—120	3,5	0,7412	0,020	15	36	49	9	40
105—140	9,3	0,7524	0,031	17	32	51	10	41
120—140	5,8	0,7631	0,040	13	37	50	9	41
140—180	9,2	0,7782	0,060	15	43	42	9	33

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр								
60—85	1,2	0,7180	0,005	3	64	33	18	15
60—105	2,3	0,7329	0,006	6	58	36	15	21
85—120	2,5	0,7426	0,010	7	47	46	14	32
85—180	10,0	0,7669	0,016	11	49	40	11	29
105—120	1,4	0,7472	0,013	6	43	51	14	37
105—140	3,2	0,7589	0,015	9	44	47	10	37
120—140	1,8	0,7710	0,023	14	43	43	7	36
140—180	5,7	0,7889	0,036	14	57	29	12	17
Новодмитриевская нефть								
62—85	3,9	0,7070	0,005	4	38	58	35	23
62—105	8,8	0,7154	—	5	46	49	25	24
85—120	8,5	0,7347	0,008	7	45	48	20	28
85—180	20,6	0,7523	0,026	11	44	45	20	25
105—120	3,6	0,7411	0,009	8	42	50	19	31
105—140	7,6	0,7482	0,011	10	38	52	20	32
120—140	4,0	0,7548	—	12	37	51	18	33
140—180	8,1	0,7726	0,060	15	34	51	20	31
Хадыженская нефть								
62—85	1,7	0,7278	—	2	25	73	33	40
62—140	9,0	0,7506	—	6	54	40	8	32
62—180	15,1	0,7665	0,009	11	48	41	7	34
85—105	2,3	0,7451	—	4	53	43	13	30
85—180	13,4	0,7715	0,010	12	47	41	6	35
105—120	2,0	0,7495	0,005	8	52	40	17	23
105—140	5,0	0,7634	—	10	49	41	7	34
140—180	6,1	0,7922	0,030	18	51	31	5	26

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш								
62—85	3,5	0,7143	0	4	36	60	25	35
62—140	16,0	0,7388	0,012	8	42	50	22	28
62—180	23,2	0,7506	0,013	9	41	50	20	30
85—105	3,2	0,7354	0	7	41	52	22	30
85—180	19,7	0,7577	0,014	13	36	51	20	31
105—120	4,3	0,7422	0,011	10	41	49	21	28
105—140	9,3	0,7538	0,012	11	39	50	21	29
120—140	5,0	0,7620	0,012	13	36	51	20	31
140—180	7,2	0,7738	0,015	15	38	47	22	25
Баракаевская нефть								
85—180	33,7	0,7440	0,012	9	50	41	21	20
Смесь николаевской и убеженской нефтей								
62—85	6,2	0,6940	0	0	30	70	32	38
62—105	16,7	0,7172	Следы	1	48	51	21	30
62—140	26,5	0,7260	—	3	48	49	17	32
62—180	36,7	0,7375	—	5	41	54	20	34
85—105	10,5	0,7299	—	1	61	38	16	22
85—120	14,2	0,7312	0,006	1	56	43	17	26
85—180	30,5	0,7455	0,007	8	36	56	21	35
105—120	3,7	0,7346	—	1	42	57	19	38
105—140	9,8	0,7408	—	6	38	56	21	35
120—140	6,1	0,7444	0,006	9	29	62	20	42
140—180	10,2	0,7662	0,009	19	20	61	24	37

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	98%
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	120—240	13,8	0,8156	150	159	188	222	233
	80—275	24,8	0,8314	127	173	221	248	257
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	120—240	18,1	0,7965	144	157	180	214	229
	150—275	26,6	0,8111	145	159	207	250	258
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	120—240	29,0	0,7911	141	152	175	215	229
	150—275	38,0	0,8036	142	155	196	230	257
Джигинская	100—275	16,7	0,8443	110	159	223	256	266
Абино-украинская	120—240	9,3	0,8211	144	165	194	219	229
	120—280	16,7	0,8434	151	180	230	262	273
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	120—240	16,2	0,8111	152	162	187	220	232
	150—230	11,1	0,8147	168	180	194	215	225
Новодмитриевская	120—240	23,7	0,7851	137	150	157	218	234
	160—230	13,7	0,7949	169	176	190	215	227
Хадыженская	120—240	20,5	0,8094	147	157	177	216	226
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	120—240	23,9	0,7886	146	158	183	219	230
	120—200	15,6	0,7768	140	150	160	185	197
	200—240	8,3	0,8188	208	214	219	228	238
	200—240**	7,2	0,8276	208	214	218	228	238
Баракаевская	120—240	32,0	0,7824	140	149	174	215	227
Смесь николаевской и убеженской нефтей	120—240	27,7	0,7733	138	147	169	212	225

* Меркаптановая сера отсутствует.
** После карбамидной депарафинизации.

керосиновых дистиллятов

ν_{20}, *сст*	ν_{40}, *сст*	Температура, °С: начала кристаллизации	Температура, °С: вспышки в закрытом тигле	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы*, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Иодное число, *г* иода на 100 *г* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
1,74	7,95	<—60	38	10 335	30	10,2	0,061	7,5	0,68	—
2,26	14,55	То же	30	10 277	21	15,7	0,072	11,7	—	3,0
1,03	5,87	»	36	10 365	27	16,1	0,094	2,87	—	4,8
1,34	9,14	»	54	10 300	23	17,8	0,104	3,67	—	5,0
0,99	5,17	»	34	10 333	27	18,8	0,095	1,33	—	5,7
1,20	7,60	»	56	10 318	23	20,6	0,100	2,33	—	5,8
2,44	16,26	»	30	10 230	17	12,6	0,140	35	—	—
1,68	7,73	»	30	10 260	22	10,0	0,160	2,21	—	—
2,58	17,29	»	—	10 200	19	17,00	0,240	3,43	—	16
1,57	7,01	»	36	10 300	22	16,8	0,036	30,0	0,41	3,6
1,67	8,79	—59	50	10 290	22	17,1	0,037	34,4	0,82	4,3
1,32	4,98	—60	30	10 340	29	26,0	0,034	2,93	0	4,8
1,57	6,62	—57	52	10 325	25	18,3	0,045	3,18	0	—
1,43	5,94	<—60	36	10 255	21	23,0	0,040	0,28	—	4,9
1,45	6,01	—56	33	10 320	27	18,0	0,018	0,45	—	4,8
1,12	—	<—60	—	—	26	—	—	—	—	—
—	—	—38	—	—	25	—	—	—	—	—
—	—	—49	—	—	25	—	—	—	—	—
1,29	5,00	—61	32	10 375	25	20,0	0,011	0,82	0	3,4
1,25	4,35	—59	31	10 380	30	17,4	0,008	1,10	0,33	4,8

268. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
				н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки				
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	150—330	40,4	0,8589	185	210	252	289	301	72	<—60	70	17	45	0,08	25,6
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	120—300	32,0	0,8200	142	162	226	266	278	93	То же	44	20	33	0,11	8,54
	150—320	34,0	0,8331	170	189	249	288	296	70	—38	59	20	—	0,12	6,40
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	120—330	51,4	0,8110	123	140	211	284	295	78	<—60	28	20	33	0,10	5,87
	150—320	40,8	0,8237	172	186	231	275	289	71	—54	60	20	—	0,11	4,70
Джигинская	170—310	26,3	0,8730	197	221	253	280	297	78	<—60	74	16	—	0,18	28,9
Абино-украинская	150—280	15,9	0,8517	178	206	233	261	272	—	То же	54	18	—	0,25	4,06
	150—320	22,4	0,8636	188	215	254	291	302	70	»	57	15	—	0,28	11,0
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	150—320	29,4	0,8512	180	198	253	302	310	63,5	—38	66	18	32,4	0,07	31,8
Новодмитриевская	150—320	33,1	0,8143	167	184	232	286	300	80	—26	54	25	30	0,08	8,93
Хадыженская	150—280	23,7	0,8298	172	182	214	254	261	—	—59,5	57	20	—	0,05	0,48
	150—300	27,7	0,8346	173	184	235	276	284	71	—40	59	18	—	0,06	0,53
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	150—280	24,5	0,8086	177	187	217	252	265	—	—37,5	53	24	—	0,05	0,75
	150—300	28,5	0,8128	178	192	231	276	287	86	—24,5	56	23	—	0,06	0,75
	180—300	23,3	0,8201	200	214	242	278	285	81	—21,5	65	22	—	0,05	0,78
	200—300	19,9	0,8252	218	232	251	280	287	79	—18,5	66	21	—	0,05	0,84
Баракаевская	150—320	40,7	0,8210	170	180	222	273	289	87	—27	54	20	—	0,026	1,54
Смесь николаевской и убеженской нефтей	150—280	28,3	0,8006	171	179	205	247	259	—	—38	56	25	—	0,008	1,33
	150—300	31,2	0,8041	171	182	215	262	274	—	—33	55	22	—	0,014	1,77
	150—320	35,7	0,8084	172	184	226	277	295	85	—24	60	20	—	0,020	1,80

269. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)			
200—250	19	56	25
250—300	28	51	21
200—300	25	53	22
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)			
200—250	19	43	38
250—300	24	38	38
200—300	22	40	38
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)			
200—250	20	35	45
250—300	27	32	41
200—300	23	33	44
Джигинская нефть			
200—250	15	42	43
250—300	25	35	40
200—300	21	38	41
Абино-украинская нефть			
200—250	17	70	13
250—300	29	56	15
200—300	24	61	15
Нефть месторождений Зыбза-Глубокий Яр			
200—250	22	58	20
250—300	28	45	27
200—300	25	51	24
Новодмитриевская нефть			
200—250	18	26	56
250—300	22	21	57
200—300	20	23	57
Хадыженская нефть			
200—250	21	40	39
250—300	27	18	55
200—300	24	29	47
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш			
200—250	10	37	53
250—300	16	29	55
200—300	13	31	56
Баракаевская нефть			
200—250	21	25	54
250—300	30	18	52
200—300	25	22	53
Смесь николаевской и убеженской нефтей			
200—250	15	21	64
250—300	27	10	63
200—300	21	15	64

270. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)																
150—330	40,4	45	—	210	252	289	301	0,8589	4,03	2,32	<—60	<—60	70	—	25,60	59,2
160—340	41,8	45	—	216	260	303	314	0,8637	4,65	2,45	То же	То же	75	—	29,40	—
150—350	45,3	45,5	44	211	265	313	324	0,8650	4,80	2,50	»	»	73	0,080	30,64	60,0
180—350	42,1	43,7	43,5	233	269	314	327	0,8690	5,69	2,72	»	»	85	—	33,32	60,8
200—350	40,1	43,7	43	239	271	313	325	0,8721	5,98	2,78	»	»	90	0,090	36,40	61,0
240—350	33,1	45	—	254	278	315	325	0,8777	7,12	3,18	»	»	115	0,121	39,70	—
275—350	23,0	48	40	286	296	320	328	0,8888	10,82	4,32	»	»	127	0,175	45,60	63,0
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)																
150—350	40,5	52	55	193	261	306	320	0,8404	3,95	1,52	—46	—29	63	0,136	11,75	67,0
170—340	35,5	51	—	216	260	303	313	0,8425	4,08	1,65	—40	—30	71	0,146	—	—
180—350	36,0	51	54	222	270	313	320	0,8476	4,75	1,81	—38	—26	83	0,149	14,95	68,6
200—350	32,5	50	53	242	275	315	320	0,8526	5,78	2,03	—31	—24	95	0,156	15,48	69,8
240—350	25,4	—	—	265	286	298	322	0,8603	7,54	3,39	—29	—21	112	0,169	16,02	—
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)																
150—350	47,2	52	58	190	244	301	318	0,8295	3,11	1,26	—62	—44	62	0,108	0,32	66,0
170—350	43,0	51	—	207	250	302	317	0,8362	3,61	—	—61	—45	70	0,114	—	—
180—350	40,7	51	56,5	219	258	303	318	0,8384	3,97	1,55	—61	—42	82	0,130	10,32	68,0
200—350	37,0	—	55,5	228	261	303	318	0,8436	4,38	1,67	—60	—41	87	0,132	10,65	69,0
240—350	26,7	50	53,5	265	279	310	320	0,8556	6,66	2,22	—55	—35	115	0,158	13,65	71,8

Джигинская нефть																
150—310	27,4	41	—	208	247	279	292	0,8687	4,18	2,18	<—60	<—60	72	0,120	—	—
150—350	39,1	43	—	220	271	318	327	0,8830	6,02	2,83	То же	То же	76	0,156	40,40	—
180—350	37,2	40	36,2	230	274	320	327	0,8881	6,85	3,15	»	»	91	0,167	42,30	56,4
200—350	35,7	39	—	240	275	318	330	0,8905	7,48	3,36	»	»	98	0,181	43,10	—
240—350	29,3	37	33,6	265	287	322	330	0,9002	9,96	4,10	—60	—55	122	—	46,30	56,8
Абино-украинская нефть																
150—280	15,9	40	44	206	233	261	272	0,8517	2,98	—	<—60	<—60	54	0,250	4,06	56,5
150—320	22,4	41	43	215	254	291	302	0,8636	4,00	2,13	То же	То же	57	0,280	11,01	57,6
150—350	28,9	41	40	222	280	337	346	0,8779	6,21	2,96	»	»	68	0,372	18,02	58,7
180—350	27,3	41	38	243	282	338	346	0,8832	7,38	3,37	»	»	83	0,401	20,01	59,2
200—350	25,7	—	37	256	289	339	346	0,8889	9,04	3,77	»	»	106	0,420	20,70	60,0
240—350	20,4	42	37	274	295	340	346	0,8940	11,10	4,37	»	»	117	0,460	22,40	65,9
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр																
150—350	35,3	50	47,2	200	258	312	326	0,8559	3,81	2,08	—43	—32	72	0,100	35,10	61,6
180—350	31,2	50	45,3	221	265	318	328	0,8662	5,15	2,69	—38	—28	78	0,117	41,00	62,8
200—350	28,7	50	45,0	247	277	320	332	0,8691	6,36	3,05	—32	—26	84	0,136	39,80	64,6
240—350	22,5	48	42,7	275	290	326	334	0,8815	8,92	3,90	—25	—22	98	0,174	52,00	66,2
Новодмитриевская нефть																
150—350	38,9	55	64,6	185	246	310	324	0,8217	2,90	1,70	—24,5	—18	55	0,090	5,14	69,2
180—350	33,1	53	61,5	210	258	312	324	0,8296	3,65	2,02	—23	—14	70	0,110	5,63	71,6
200—350	28,7	52	60,2	230	269	316	326	0,8365	4,30	2,30	—15	—9,5	90	0,120	12,24	73,2
240—350	21,5	53	60,0	260	285	319	329	0,8450	5,97	2,97	—12	—6	108	0,130	14,68	76,2
Хадыженская нефть																
150—350	37,7	54	55	190	248	296	306	0,8384	3,10	1,70	—47	—30	63	0,070	0,80	65,4
180—300	23,1	50	52	216	245	279	285	0,8450	3,10	1,85	—47	—33	78	0,070	0,61	63,4
180—350	33,1	55	—	222	259	297	306	0,8478	4,00	2,18	—45	—30	86	0,080	1,89	—
200—300	19,2	—	—	232	251	281	288	0,8489	3,74	2,06	—44	—33	85	0,070	0,69	—
200—350	29,2	55	—	236	265	298	307	0,8500	4,50	2,30	—34	—29	90	0,080	2,21	—
240—350	21,7	55	56	266	277	301	308	0,8555	6,10	2,97	—27	—23	127	0,110	2,41	72,6
300—350	10,0	—	—	306	312	322	327	0,8613	11,42	4,66	—15	—10	155	0,130	3,89	—

Продолжение табл. 270

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °C
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки			
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш																
150—350	38,6	59	64,7	194	253	311	322	0,8202	3,17	1,75	—20	—13	59	0,060	1,70	71,6
180—350	33,4	59	64,2	221	263	313	324	0,8267	3,85	2,03	—15	—9	68	0,070	2,40	74,4
200—350	30,0	59	63,6	237	268	312	325	0,8316	4,56	2,31	—11	—7	68	0,075	2,80	75,8
240—350	21,7	—	62,4	272	287	317	324	0,8406	6,27	3,04	—5	—2	69	0,077	2,85	79,6
300—350	10,1	—	—	304	313	323	325	0,8430	9,68	4,40	5	—	—	0,100	4,70	—
Баракаевская нефть																
150—350	45,3	53	58	184	234	298	315	0,8237	2,85	1,56	—26	—19	60	0,036	2,88	64
180—350	37,0	50	55	214	249	302	318	0,8366	3,52	1,86	—22	—17	81	0,041	3,08	67
200—350	31,5	50	54	232	258	303	319	0,8436	3,94	2,21	—19	—12	94	0,042	3,29	69
240—350	22,1	48	53	257	275	309	321	0,8547	5,08	2,61	—10	—8	110	0,050	6,60	70,6
Смесь николаевской и убеженской нефтей																
150—350	40,4	58	66,3	189	237	300	324	0,8128	2,69	1,58	—17	—11	63	0,031	1,77	70,4
180—350	32,6	55	65,4	217	255	304	325	0,8231	3,63	2,02	—14	—9	85	0,031	2,99	73,6
200—350	28,3	55	64,0	238	264	311	329	0,8299	4,18	2,27	—12	—7	99	0,037	3,10	75,4
240—350	21,2	59	62,0	264	279	312	329	0,8418	5,52	2,79	—6	—3	117	0,048	3,32	77,8
240—350*	13,4	—	—	263	279	317	329	0,8698	6,03	2,88	—40	—	117	0,050	—	—

* После карбамидной депарафинизации выделено 7,8% (считая на нефть) углеводородов, образующих комплекс с карбамидом (ρ_4^{20} 0,7988; температура застывания 10°C).

271. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
Новодмитриевская нефть								
Фракция 200—250 °С	100	9,1	0,8136	1,4546	—	2,28	—42	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	87	7,9	0,8208	1,4620	61,8	2,32	—58	44
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	13	1,2	0,7560	1,4290	—	—	—11	—
Фракция 250—300 °С	100	9,3	0,8401	1,4710	—	4,14	—24	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	84	7,8	0,8560	1,4810	64,0	4,33	—53	48,5
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	16	1,5	0,7709	1,4365	—	—	5	—
Фракция 300—350 °С	100	10,3	0,8514	1,4770	—	10,60	2	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	78	8,0	0,8720	1,4903	75,2	11,9	—48	50,8
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	22	2,3	0,7870	1,4388	—	—	25	—
Фракция 200—350 °С	100	28,7	0,8365	1,4675	73,2	4,30	—15	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	83	23,8	0,8506	1,4768	67,2	4,49	—55	52
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	17	4,9	0,7752	1,4350	—	—	12	—
Смесь николаевской и убеженской нефтей								
Фракция 200—250 °С	100	9,6	0,8079	1,4530	—	2,28	—36	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	70,5	6,7	0,8265	1,4629	62,6	2,57	—60	56
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	29,5	2,9	0,7584	1,4280	—	—	—14	—
Фракция 250—300 °С	100	9,5	0,8405	1,4730	—	4,39	—15	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	73,8	7,0	0,8670	1,4880	61,6	4,65	—49	55,8
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	26,2	2,5	0,7766	1,4373	—	—	—4	—
Фракция 300—350 °С	100	9,2	0,8452	1,4780	—	9,35	8	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	35	3,2	0,8041	1,4535	—	—	22	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	65	6,0	0,8705	1,4910	75,8	10,57	—13	51,3

272. Характеристика сырья каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание, %			Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %			Содержание промежуточной фракции и смолистых веществ, %
								серы	смол сернокислотных	ванадия			I группа	II и III группы	IV группа	
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	350—500	33,3	0,9430	355	58,67	4,45	—29	0,22	9	—	0,12	48	12	20	16	4
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	350—500	32,3	0,9197	380	43,30	7,74	20	0,26	8,5	—	0,12	59	12	16	9	4
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	350—500	21,6	0,9220	345	35,37	6,61	19	0,30	8	Следы	0,07	54	13	14	14	5
Джигинская	350—490	31,3	0,9603	360	92,90	10,49	—12	0,38	—	0,00003	0,06	46	13	17	18	6
Абино-украинская	350—490	27,6	0,9390	350	57,75	7,52	—18	0,53	12	0,00002	0,12	40	22	17	15	6
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	350—490	28,3	0,9330	395	45,70	8,88	18	0,43	—	0,00003	0,09	54	15	12	15	4
Новодмитриевская	350—490	19,0	0,8916	340	19,30	4,80	29	0,22	13	—	0,07	68	10	8	11	3
Хадыженская	350—500	28,5	0,8994	360	24,90	5,78	29	0,25	16	0,00020	0,08	68	11	8	11	2
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	350—490	23,0	0,8904	350	18,78	5,05	31	0,25	8	0,00020	0,01	71	9	8	9	3
Баракаевская	350—420	8,7	0,8700	290	7,72	2,99	27	0,08	4	0,00006	0	60	7	8	23	2
Смесь николаевской и убеженской нефтей	350—450	12,0	0,8594	310	10,30	3,41	37,5	0,07	2	—	0	71	7	8	12	2

273. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга

Выход, объемн. %	Фракция 350—400 °С троицко-анастасиевской нефти (IV горизонт)	Фракция 350—400 °С троицко-анастасиевской нефти (V горизонт)	Фракция 350—400 °С троицко-анастасиевской нефти (VI горизонт)	Фракция 350—490 °С джигинской нефти	Фракция 350—490 °С абино-украинской нефти	Фракция 350—490 °С нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр	Фракция 350—490 °С новодмитриевской нефти	Фракция 350—400 °С хадыженской нефти	Фракция 350—490 °С смеси нефтей месторождений Ключевая и Дыш	Фракция 350—420 °С баракаевской нефти	Фракция 350—410 °С смеси николаевской и убеженской нефтей
н. к.	356	358	370	360	376	354	325	364	361	369	340
5	371	380	381	376	383	376	360	375	375	384	370
10	381	392	391	387	391	381	371	385	384	390	380
20	390	402	401	396	402	392	387	394	392	392	387
30	397	410	409	404	411	402	401	400	398	395	393
40	404	417	416	415	423	410	408	414	406	398	400
50	415	431	431	428	435	418	414	428	418	400	405
60	428	440	444	437	442	427	420	438	430	402	408
70	439	453	455	450	449	437	425	445	441	408	413
80	447	463	470	463	462	446	435	455	452	415	417
90	459	482	480	479	478	463	447	471	466	422	422
95	471	489	485	486	488	473	453	484	478	428	430
98	480	506	498	495	493	481	456	496	490	434	440
к. к.	480	506	498	495	493	481	456	496	490	434	440

274. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С: застывания	Температура, °С: вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)									
Мазут топочный									
40	51,5	0,9607	34,79	6,28	3,22	—3	208	0,34	3,40
100	46,5	0,9671	—	10,30	4,55	4	214	0,35	4,10
Остаток									
выше 300 °С	64,8	0,9418	—	2,49	1,74	—20	172	0,30	2,34
» 350 °С	51,5	0,9607	34,79	6,28	3,22	—3	208	0,34	3,40
» 400 °С	46,5	0,9671	—	10,30	4,55	4	214	0,35	4,10
» 450 °С	30,3	0,9837	—	48,66	15,40	20	254	0,38	6,80
» 500 °С	18,2	0,9975	—	—	—	36	312	0,39	10,70
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)									
Мазут флотский 5	82,4	0,9000	2,70	1,58	1,30	—15	101	0,25	2,85
Мазут топочный									
40	49,6	0,9445	—	5,15	2,30	5	205	0,30	4,80
100	41,6	0,9546	—	9,21	4,77	11	218	0,34	5,54
Остаток									
выше 300 °С	61,1	0,9290	11,20	3,70	2,20	—2	184	0,28	4,00
» 350 °С	49,6	0,9445	—	6,15	3,30	5	205	0,30	4,80
» 400 °С	41,6	0,9546	—	9,21	4,77	11	218	0,34	5,54
» 450 °С	30,6	0,9709	—	—	10,68	20	235	0,40	7,79
» 500 °С	17,3	0,9863	—	—	—	39	310	0,51	14,98
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)									
Мазут флотский 5	53,8	0,9007	3,60	1,90	1,25	—5	117	0,33	1,70
Мазут топочный									
40	23,2	0,9530	37,38	7,53	3,50	23	222	0,46	4,11
200	16,8	0,9656	—	19,80	6,60	30	250	0,49	5,24
Остаток									
выше 300 °С	40,3	0,9260	10,40	2,85	1,60	6	170	0,37	2,20
» 350 °С	29,6	0,9439	19,80	4,65	2,51	16	209	0,41	2,87
» 400 °С	23,2	0,9530	37,38	7,53	3,50	23	222	0,46	4,11
» 450 °С	16,8	0,9656	—	19,80	6,60	30	250	0,49	5,24
» 500 °С	8,00	0,9973	—	—	—	37	315	0,67	11,17
Джигинская нефть									
Мазут топочный									
40	71,0	0,9710	35,60	7,68	3,77	—1	180	0,53	4,16
100	67,0	0,9762	86,00	12,30	5,16	3	195	0,56	4,50
200	59,3	0,9809	130,0	21,51	8,01	15	203	0,63	4,80
Остаток									
выше 350 °С	59,3	0,9809	130,0	21,51	8,01	15	203	0,63	4,80
» 400 °С	50,4	0,9910	—	—	16,36	28	232	0,65	5,46
» 450 °С	38,3	1,0013	—	—	58,05	37	260	0,68	7,80
» 490 °С	28,0	1,0104	—	—	—	48	306	0,74	9,91
Абино-украинская нефть									
Мазут флотский 12	96,8	0,9500	10,50	2,81	1,97	—25	—	0,60	6,30
Мазут топочный									
40	93,6	0,9515	—	3,58	2,05	—14	—	0,62	6,45
100	77,4	0,9697	—	9,80	4,48	—3	172	0,65	7,00
200	67,9	0,9785	—	23,61	9,25	8	202	0,70	8,25

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, С: застывания	Температура, С: вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Остаток									
выше 300 °С	77,4	0,9697	—	9,80	4,48	—3	172	0,65	7,00
» 350 °С	67,9	0,9785	—	23,61	9,25	8	202	0,70	8,25
» 490 °С	40,3	1,0126	—	—	—	32	272	0,77	14,47
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр									
Мазут топочный									
100	56,3	0,9668	—	15,50	6,34	19	232	0,47	5,70
200	37,9	0,9811	—	—	15,46	30	272	0,48	8,22
Остаток									
выше 350 °С	56,3	0,9668	—	15,50	6,34	19	232	0,47	5,70
» 400 °С	49,2	0,9710	—	16,20	8,45	22	244	—	6,37
» 450 °С	37,6	0,9811	—	—	15,46	30	272	0,48	8,22
» 490 °С	28,0	0,9961	—	—	30,53	36	310	0,54	11,10
Новодмитриевская нефть									
Мазут топочный 100	30,8	0,9405	—	7,63	4,65	32	237	0,44	5,75
Остаток									
выше 300 °С	47,2	0,9147	8,00	2,99	1,80	27	177	0,36	4,30
» 350 °С	36,9	0,9306	18,6	5,06	2,86	31	214	0,40	5,03
» 400 °С	30,8	0,9405	—	7,63	4,65	32	237	0,44	5,75
» 450 °С	22,9	0,9616	—	29,60	13,00	34	275	0,48	7,57
» 490 °С	17,9	0,9754	—	88,20	28,80	36	311	0,51	9,80
Хадыженская нефть									
Мазут топочный									
40	77,9	0,8969	2,52	1,58	1,35	4	105	0,35	2,90
100	68,4	0,9035	4,05	1,96	1,55	14	152	0,38	3,23
Остаток									
выше 350 °С	48,7	0,9305	15,40	4,20	2,40	29	211	0,44	4,50
» 400 °С	43,0	0,9351	28,50	5,50	3,10	31	235	0,47	4,90
» 450 °С	31,7	0,9496	—	14,60	6,20	34	266	0,52	6,71
» 490 °С	22,2	0,9696	—	—	26,50	37	305	0,61	10,50
» 500 °С	20,2	0,9756	—	—	32,80	39	332	0,64	11,60
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш									
Мазут топочный 100	53,5	0,8990	3,79	1,99	1,40	24	160	0,36	3,11
Остаток									
выше 300 °С	49,5	0,9052	4,68	2,08	1,63	26	174	0,37	3,36
» 350 °С	39,4	0,9196	10,70	3,47	2,23	32	211	0,38	4,04
» 400 °С	30,3	0,9352	34,42	7,27	4,70	36	237	0,40	5,48
» 450 °С	21,9	0,9528	—	20,60	10,20	42	273	0,48	7,78
» 490 °С	16,4	0,9845	—	—	32,00	48	330	0,53	11,90
Баракаевская нефть									
Мазут топочный 100	9,0	0,9230	8,50	2,91	1,95	38	242	0,35	3,58
Остаток									
выше 350 °С	17,7	0,8967	2,86	1,67	1,42	31	200	0,20	1,83
» 420 °С	9,0	0,9230	8,50	2.91	1,95	38	242	0,35	3,58
Смесь николаевской и убеженской нефтей									
Мазут топочный 100	18,7	0,8881	3,48	1,90	1,51	37	206	0,13	2,89
Остаток									
выше 300 °С	27,9	0,8698	2,08	1,44	1,28	31	167	0,10	1,90
» 350 °С	18,7	0,8881	3,48	1,90	1,51	37	206	0,13	2,89
» 400 °С	13,6	0,9007	—	2,48	1,85	43	230	0,16	4,12
» 450 °С	6,7	0,9541	—	13,20	5,78	47	288	0,20	6,73

275. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)							
350	51,5	0,9607	3,22	—3	0,34	3,40	—
450	30,3	0,9837	15,40	20	0,38	4,10	—
500	18,2	0,9975	—	36	0,39	10,70	0,00016
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)							
350	49,6	0,9445	3,30	5	0,30	4,80	—
450	30,6	0,9709	10,68	20	0,40	7,79	—
500	17,6	0,9863	—	39	0,51	14,38	—
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)							
350	29,6	0,9439	2,51	16	0,41	2,87	—
450	16,8	0,9656	6,60	30	0,49	5,24	—
500	8,0	0,9973	—	37	0,67	11,17	—
Джигинская нефть							
350	59,3	0,9809	8,01	15	0,63	4,80	—
450	38,3	1,0013	58,05	37	0,68	7,80	—
490	28,0	1,0104	—	48	0,74	9,91	0,00016
Абино-украинская нефть							
350	67,9	0,9785	9,25	8	0,70	8,25	—
490	40,3	1,0126	—	40	0,77	14,47	0,00090
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр							
350	56,3	0,9668	6,34	19	0,47	5,70	0,00027
490	28,0	0,9961	30,53	36	0,54	11,10	0,00041
Новодмитриевская нефть							
350	36,9	0,9306	2,86	31	0,40	5,03	—
490	17,9	0,9754	28,80	36	0,51	9,80	0,00046
Хадыженская нефть							
350	48,7	0,9305	2,40	29,5	0,44	4,50	—
450	31,7	0,9496	6,20	33,5	0,52	6,71	0,00022
490	22,2	0,9696	26,50	37,0	0,61	10,50	0,00028
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш							
350	39,4	0,9196	2,23	32	0,38	4,04	0,00013
450	21,9	0,9528	10,20	42	0,48	7,78	—
490	16,4	0,9845	32,00	48	0,53	11,90	0,00030
Баракаевская нефть							
350	17,7	0,8967	1,42	31	0,20	1,83	0,00030
420	9,0	0,9230	1,95	38	0,35	3,58	0,00040
Смесь николаевской и убеженской нефтей							
350	18,7	0,8881	1,51	37	0,13	2,89	0,00014
450	6,7	0,9541	5,78	51	0,20	6,73	0,00028

276. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		сумма, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)											
200—250	10,1	1,4480—1,4580	81	1,4965—1,5140	9	1,5330—1,5535	10	—	—	19	—
250—300	16,7	1,4550—1,4700	72	1,5000—1,5273	10	1,5710—1,5900	15	1,5900	2	27	1
300—350	13,3	1,4600—1,4734	62	1,4985—1,5282	16	1,5320—1,5645	5	1,5930—1,6074	16	37	1
350—400	5,0	1,4650—1,4845	53	1,4910—1,5235	13	1,5318—1,5876	17	1,5910—1,6250	15	45	2
400—450	16,2	1,4715—1,4848	48	1,4928—1,5280	15	1,5330—1,5900	18	1,5982—1,6430	15	48	4
450—500	12,1	1,4790—1,4880	47	1,5075—1,5282	8	1,5320—1,5740	20	1,5963—1,6300	20	48	5
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)											
200—250	9,7	1,4380—1,4865	81	1,4960—1,5190	9	1,5388—1,5750	10	—	—	19	—
250—300	11,3	1,4515—1,4890	76	1,5000—1,5220	12	1,5305—1,5832	11	—	—	23	1
300—350	11,5	1,4532—1,4882	70	1,5010—1,5190	12	1,5548—1,5878	16	—	—	28	2
350—400	8,0	1,4650—1,4790	63	1,5018—1,5258	13	1,5330—1,5900	14	1,5950—1,6215	8	35	2
400—450	11,0	1,4708—1,4825	62	1,4929—1,5290	12	1,5350—1,5840	14	1,5940—1,6325	10	36	2
450—500	13,3	1,4740—1,4858	53	1,5005—1,5290	11	1,5333—1,5895	19	1,5953—1,6344	10	40	7
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)											
200—250	12,8	1,4380—1,4827	80	1,4910—1,5271	9	1,5422—1,5441	11	—	—	20	—
250—300	13,5	1,4552—1,4625	73	1,4950—1,5218	5	1,5475—1,5548	21	—	—	26	1
300—350	10,7	1,4525—1,4885	72	1,4945—1,5002	4	1,5362—1,5670	23	—	—	27	1
350—400	6,4	1,4605—1,4900	62	1,4919—1,5279	14	1,5339—1,5810	12	1,5925—1,6180	10	36	2
400—450	6,4	1,4611—1,4900	57	1,4938—1,5240	12	1,5310—1,5880	16	1,5920—1,6320	11	39	4
450—500	8,8	1,4646—1,4900	43	1,4952—1,5267	17	1,5312—1,5820	14	1,5925—1,6420	18	49	8

Продолжение табл. 276

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Джигинская нефть											
200—250	8,7	1,4598—1,4870	85	1,5005—1,5286	12	1,5343	2	—	—	14	1
250—300	13,3	1,4698—1,4780	75	1,4982—1,5282	14	1,5308—1,5832	10	—	—	24	1
300—350	13,7	1,4720—1,4837	60	1,4955—1,5200	14	1,5348—1,5630	9	1,5970	16	39	1
350—400	8,9	1,4775—1,4900	48	1,5013—1,5250	13	1,5310—1,5784	17	1,6050—1,6168	19	49	3
400—450	12,1	1,4852—1,4980	46	1,5068—1,5255	13	1,5310—1,5830	19	1,5910—1,6510	18	50	4
450—500	10,3	1,4940—1,5038	45	1,5060—1,5290	13	1,5320—1,5895	16	1,5950—1,6640	18	47	8
Абино-украинская нефть											
200—250	7,7	1,4505—1,4680	83	1,4950—1,5140	11	1,5325—1,5800	6	—	—	17	—
250—300	8,5	1,4670—1,4837	69	1,5032—1,5283	17	1,5304—1,5665	12	—	—	29	2
300—350	9,5	1,4757	58	1,4943—1,5270	18	1,5300—1,5896	11	1,5942—1,5836	11	40	2
350—400	6,5	1,4750—1,4898	50	1,5009—1,5232	15	1,5318—1,5874	16	1,6166—1,6196	15	46	4
400—450	10,5	1,4729—1,4876	43	1,4968—1,5277	22	1,5319—1,5850	17	1,5934—1,6247	13	52	5
450—490	10,6	1,4882	32	1,4930—1,5272	26	1,5318—1,5859	18	1,5903—1,6445	16	60	8
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр											
200—250	8,4	1,4480—1,4635	79	1,5005—1,5290	9	1,5398—1,5852	4	1,5948—1,6030	7	20	1
250—300	9,7	1,4543—1,4758	73	1,5012—1,5290	12	1,5313—1,5800	5	1,5903—1,6045	9	26	1
300—350	10,6	1,4621—1,4822	65	1,5002—1,5278	13	1,5358—1,5545	4	1,5915—1,6170	16	33	2
350—400	7,1	1,4630—1,4895	61	1,5140—1,5290	13	1,5420—1,5885	12	1,5910—1,6780	11	36	3
400—450	11,3	1,4690—1,4890	56	1,4900—1,5298	14	1,5380—1,5890	12	1,5925—1,6795	14	40	4
450—490	9,9	1,4750—1,4890	48	1,4900—1,5280	17	1,5350—1,5885	12	1,5942—1,6740	17	46	6
Новодмитриевская нефть											
200—250	9,1	1,4630—1,4783	82	1,4950—1,5100	8	1,5743—1,5885	10	—	—	18	—
250—300	9,3	1,4400—1,4550	78	1,4918—1,5220	10	1,5308—1,5890	3	1,5993—1,6030	9	22	—
300—350	10,3	1,4478—1,4870	77	1,4965—1,5160	9	1,5598	2	1,6012—1,6070	11	22	1

350—400	6,1	1,4632—1,4800	73	1,5033—1,5290	10	1,5332—1,5882	5	1,5995—1,6300	10	25	2
400—450	7,9	1,4760—1,4840	67	1,4930—1,5298	10	1,5331—1,5890	9	1,5980—1,6580	11	30	3
450—490	5,0	1,4742—1,4895	62	1,4905—1,5288	11	1,5318—1,5855	9	1,5940—1,6690	13	33	5
Хадыженская нефть											
200—250	9,5	1,4400—1,4790	79	1,5005—1,5100	11	1,5250—1,5653	10	—	—	21	—
250—300	9,7	1,4435—1,4840	73	1,4940—1,5225	12	1,5353—1,5868	12	1,5905—1,5915	3	27	—
300—350	10,0	1,4490—1,4603	72	1,4993—1,5215	10	1,5325—1,5891	6	1,5905—1,6017	12	28	—
350—400	5,7	1,4570—1,4795	70	1,5001—1,5248	5	1,5300—1,5815	8	1,5923—1,6410	15	28	2
400—450	11,3	1,4528—1,4808	69	1,5000—1,5120	13	1,5315—1,5880	8	1,5990—1,6200	8	29	2
450—500	11,5	1,4540—1,4900	67	1,5000—1,5200	13	1,5320—1,5868	7	1,5900—1,6310	10	30	3
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш											
200—250	10,1	1,4340—1,4800	90	1,5060—1,5230	4	1,5485—1,5880	6	1,5905—1,5918	—	10	—
250—300	9,8	1,4435—1,4900	84	1,5000—1,5280	4	1,5720	12	1,5900—1,5999	—	16	—
300—350	10,1	1,4471—1,4870	78	1,4980—1,5210	5	1,5546—1,5863	9	1,5918—1,5960	8	22	—
350—400	9,1	1,4600—1,4890	75	1,5010—1,5275	8	1,5330—1,5870	7	1,5950—1,6050	8	23	2
400—450	8,4	1,4660—1,4860	71	1,4925—1,5280	10	1,5318—1,5890	7	1,5985—1,6165	9	26	3
450—490	5,5	1,4698—1,4883	64	1,5018—1,5285	11	1,5305—1,5883	10	1,5952—1,6119	11	32	4
Баракаевская нефть											
200—250	11,2	1,4305—1,4840	79	1,4943—1,5180	9	1,5350—1,5790	6	1,5912—1,5950	6	21	—
250—300	12,1	1,4380—1,4679	70	1,4953—1,5215	7	1,5340—1,5862	12	1,5972—1,6025	11	30	—
300—350	8,2	1,4437—1,4853	71	1,4950—1,5320	7	1,5430—1,5892	7	1,6069—1,6081	14	28	1
350—400	4,3	1,45[illegible]6—1,4720	61	1,4939—1,5243	7	1,5317—1,5815	8	1,5900—1,6100	24	38	1
400—420	4,4	1,4564—1,4880	59	1,4950—1,5253	7	1,5315—1,5848	9	1,5935—1,6325	23	39	2
Смесь николаевской и убеженской нефтей											
200—250	9,6	1,4293—1,4859	85	1,4923—1,5120	5	1,5436—1,5780	10	—	—	15	—
250—300	9,5	1,4372—1,4862	73	1,4932—1,5222	8	1,5700—1,5899	7	1,5941—1,5970	12	27	—
300—350	9,2	1,4411—1,4888	75	1,4910—1,4941	5	1,5479—1,5862	8	1,5922—1,5962	13	26	1
350—400	5,1	1,4515—1,4890	71	1,4917—1,5202	7	1,5320—1,5652	7	1,5920—1,6295	13	27	2
400—450	6,9	1,4551—1,4882	71	1,4933—1,5283	7	1,5322—1,5897	8	1,5960—1,6465	12	27	2

277. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр		
350—400	3,0	43,0
400—450	7,0	51,5
450—490	13,0	53,0
Новодмитриевская нефть		
350—400	19,5	43,0
400—450	16,0	52,5
450—490	20,0	55,0
Хадыженская нефть		
450—500	14,5	58,5
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш		
350—400	24,7	42,0
400—450	25,2	51,0
450—490	14,5	60,0
Смесь николаевской и убеженской нефтей		
350—400	40,8	42,0
400—450	47,7	53,0

278. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)										
200—250	0,8369	1,4620	168	9	51	60	40	0,20	1,14	1,34
250—300	0,8364	1,4801	190	17	44	61	39	0,40	1,20	1,60
300—350	0,8960	1,4992	238	22	35	57	43	0,65	1,31	1,96
350—400	0,9188	1,5138	280	25	31	56	44	0,90	1,52	2,42
400—450	0,9375	1,5247	320	28	29	57	43	0,10	1,70	2,80
450—500	0,9607	1,5350	430	26	33	59	41	1,40	2,60	4,00
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)										
200—250	0,8231	1,4572	170	10	41	51	49	0,21	0,87	1,08
250—300	0,8500	1,4700	200	10	44	54	46	0,25	1,21	1,46
300—350	0,8750	1,4850	240	16	37	53	47	0,45	1,33	1,78
350—400	0,8960	1,4980	280	18	44	62	38	0,64	1,48	2,12
400—450	0,9160	1,5090	340	19	43	62	38	0,82	1,87	2,69
450—500	0,9417	1,5239	430	22	32	54	46	1,20	2,48	3,68
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)										
200—250	0,8177	1,4555	170	11	35	46	54	0,23	0,74	0,97
250—300	0,8500	1,4740	200	17	33	50	50	0,41	0,92	1,33
300—350	0,8780	1,4900	240	20	30	50	50	0,58	1,11	1,69
350—400	0,9000	1,5003	280	20	32	52	48	0,68	1,47	2,15
400—450	0,9204	1,5110	340	20	34	54	46	0,83	1,96	2,79
450—500	0,9450	1,5254	430	23	32	55	45	1,21	2,51	3,72
Джигинская нефть										
200—250	0,8540	1,4670	175	5	65	70	30	0,12	1,54	1,66
250—300	0,8869	1,4873	193	16	54	70	30	0,36	1,60	1,96
300—350	0,9192	1,5080	237	22	46	68	32	0,64	1,76	2,40
350—400	0,9423	1,5204	284	24	44	68	32	0,82	2,18	3,00
400—450	0,9595	1,5328	344	27	39	66	34	1,14	2,44	3,58
450—490	0,9730	1,5413	445	27	36	63	37	1,52	2,96	4,48

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Абино-украинская нефть										
200—250	0,8466	1,4640	170	12	51	63	37	0,15	1,32	1,47
250—300	0,8780	1,4859	200	19	43	62	38	0,45	1,32	1,77
300—350	0,9036	1,5060	240	25	32	57	43	0,68	1,35	2,03
350—400	0,9249	1,5150	270	25	36	61	39	0,88	1,60	2,48
400—450	0,9385	1,5220	350	28	27	55	45	1,27	1,69	2,96
450—490	0,9514	1,5290	410	30	22	52	48	1,57	1,76	3,33
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр										
200—250	0,8482	1,4700	175	16	44	60	40	0,30	1,10	1,40
250—300	0,8739	1,4832	207	17	43	60	40	0,40	1,35	1,75
300—350	0,8985	1,4998	240	21	37	58	42	0,65	1,40	2,05
350—400	0,9150	1,5084	305	21	34	55	45	0,77	1,75	2,52
400—450	0,9291	1,5172	380	21	30	51	49	1,05	1,97	3,02
450—490	0,9445	1,5240	415	21	35	56	44	1,12	2,58	3,70
Новодмитриевская нефть										
200—250	0,8136	1,4546	175	12	27	39	61	0,25	0,61	0,86
250—300	0,8401	1,4710	197	19	25	44	56	0,45	0,65	1,10
300—350	0,8514	1,4770	250	17	21	41	59	0,50	0,79	1,29
350—400	0,8723	1,4881	237	18	22	40	60	0,62	0,99	1,61
400—450	0,8924	1,4980	350	18	23	41	59	0,75	1,39	2,14
450—490	0,9113	1,5075	415	18	26	44	56	0,93	1,86	2,79
Хадыженская нефть										
200—250	0,8326	1,4635	165	15	41	56	44	0,30	0,86	1,16
250—300	0,8550	1,4770	210	17	32	49	51	0,45	0,94	1,39
300—350	0,8613	1,4810	250	17	26	43	57	0,51	1,02	1,53
350—400	0,8789	1,4912	280	19	24	43	57	0,61	1,09	1,73
400—450	0,8900	1,4982	320	20	22	42	58	0,79	1,15	1,94
450—500	0,9119	1,5103	430	21	20	41	59	1,10	1,60	2,70
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш										
200—250	0,8095	1,4542	170	17	21	35	65	0,30	0,57	0,87
250—300	0,8290	1,4616	205	15	21	36	64	0,37	0,57	0,94
300—350	0,8430	1,4721	250	15	21	36	64	0,53	0,57	1,10
350—400	0,8673	1,4862	280	18	21	39	61	0,62	0,87	1,49
400—450	0,8898	1,4970	360	18	21	39	61	0,80	1,24	2,04
450—490	0,9124	1,5085	430	18	25	43	57	0,98	1,85	2,83
Баракаевская нефть										
200—250	0,8183	1,4595	172	17	22	39	61	0,36	0,54	0,90
250—300	0,8592	1,4863	195	28	20	48	52	0,61	0,55	1,19
300—350	0,8535	1,4811	245	20	18	38	62	0,61	0,59	1,20
350—400	0,8690	1,4917	280	23	14	37	63	0,80	0,56	1,36
400—420	0,8746	1,4950	300	24	11	35	65	0,88	0,52	1,40
Смесь николаевской и убеженской нефтей										
200—250	0,8079	1,4530	178	12	21	33	67	0,25	0,56	0,81
250—300	0,8390	1,4760	205	24	9	33	67	0,60	0,28	0,88
300—350	0,8452	1,4780	255	20	3	28	72	0,63	0,30	0,93
350—400	0,8569	1,4850	280	21	9	30	70	0,74	0,36	1,10
400—450	0,8616	1,4880	340	20	6	26	74	0,85	0,29	1,14

279. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)										
Фракция 350—450 °С	100,0	21,2	0,9329	1,5225	320	7,55	5,51	—	—32	0,25
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,6	9,8	0,8778	1,4790	340	18,04	4,60	76	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	64,7	13,6	0,8894	1,4908	340	19,75	4,82	70	—26	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,6	16,9	0,9043	1,5008	330	21,49	5,04	64	—27	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	92,2	19,6	0,9218	1,5147	320	23,38	5,13	30	—29	0,20
Фракция 450—500 °С	100,0	12,1	0,9607	1,5350	425	289,9	19,74	—	—7	0,28
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,5	4,9	0,9061	1,4923	470	91,85	12,68	55	—28	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,8	7,1	0,9157	1,5000	465	124,3	14,76	38	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,1	9,3	0,9320	1,5135	460	178,5	16,66	—5	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	87,1	10,6	0,9450	1,5225	440	260,4	19,56	—42	—6	0,22
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)										
Фракция 350—450 °С	100,0	19,0	0,9046	1,5028	320	20,12	4,87	72	11	0,23
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	93,9	17,8	0,9120	1,5085	325	23,02	4,97	32	—29	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	54,4	10,3	0,8717	1,4760	340	16,43	4,53	107	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	68,7	13,0	0,8818	1,4848	340	17,88	4,60	82	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,8	15,5	0,8969	1,4960	330	19,97	4,77	52	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	89,2	16,9	0,9080	1,5050	325	21,22	4,86	49	—23	0,17
Фракция 450—500 °С	100,0	13,3	0,9417	1,5239	430	146,0	14,73	—	28	0,28
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	95,5	12,7	0,9476	1,5282	440	190,0	17,57	—	—15	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	25,0	3,3	0,8973	1,4885	460	69,11	10,89	68	—25	—

Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,0	8,0	0,9075	1,4978	460	85,39	12,12	56	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	74,8	10,0	0,9217	1,5090	450	102,9	13,29	45	—26	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	85,4	11,4	0,9371	1,5210	440	136,3	15,01	22	—27	0,17
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)										
Фракция 350—450 °С	100,0	12,8	0,9093	1,5065	320	18,86	4,33	9	9	0,26
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	96,0	12,3	0,9160	1,5120	320	21,04	4,67	25	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	52,3	6,7	0,8633	1,4750	340	13,28	3,85	97	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	66,2	8,5	0,8752	1,4832	340	14,63	4,03	84	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группа ароматических углеводородов	77,9	10,0	0,8899	1,4930	330	16,01	4,18	66	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	89,6	11,5	0,9087	1,5064	320	17,99	4,39	47	—20	0,17
Фракция 450—500 °С	100,0	8,8	0,9450	1,5250	430	142,7	15,75	33	34	0,34
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	93,9	8,2	0,9530	1,5300	430	203,8	18,46	2	—16	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	34,5	3,0	0,8923	1,4864	470	59,02	10,30	84	—12	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	50,9	4,4	0,9040	1,4950	455	70,48	11,16	71	—12	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	60,4	5,2	0,9158	1,5040	450	86,31	12,13	54	—12	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	75,6	6,6	0,9379	1,5200	430	122,8	14,20	28	—13	0,20
Джигинская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	21,0	0,9548	1,5300	340	53,48	7,72	—	—21,5	0,30
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,6	10,1	0,9070	1,4930	380	36,82	6,84	52,3	—15	0,14
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,7	12,9	0,9134	1,4978	370	38,71	6,88	39,2	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,4	16,6	0,9284	1,5100	360	42,56	7,02	17,0	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	98,4	20,6	0,9500	1,5270	340	48,30	7,12	—18,3	—18	0,22

Продолжение табл. 27 9

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Фракция 450—490 °С	100,0	10,3	0,9730	1,5413	445	—	29,87	—	8	0,49
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	46,4	4,8	0,9309	1,5048	495	269,2	20,02	—40,5	—11	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации и I группа ароматических углеводородов	56,4	5,8	0,9340	1,5082	490	270,5	20,16	—39,5	—11	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации, I, II и III группы ароматических углеводородов	76,1	7,8	0,9468	1,5192	460	309,4	20,58	—71	—9	0,30
Абино-украинская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,0	0,9350	1,5220	317	28,90	5,52	—	—30	0,51
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,6	8,1	0,8834	1,4822	360	20,37	5,04	87	—23	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	63,6	10,9	0,8938	1,4903	355	21,87	5,19	79	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	78,3	13,4	0,9110	1,5040	340	23,32	5,28	67	—28	0,37
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	90,2	15,5	0,9250	1,5145	325	25,12	5,43	57	—29	—
Фракция 350—490 °С	100,0	27,6	0,9390	1,5223	350	51,75	7,52	—	—25	0,53
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,0	11,3	0,8894	1,4847	400	31,64	6,73	86	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	63,3	17,5	0,9101	1,5010	380	38,46	7,29	67	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	79,2	21,8	0,9178	1,5060	370	41,17	7,32	48	—24	0,38
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	89,5	24,7	0,9300	1,5156	355	43,54	7,49	42	24	—
Новодмитриевская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	14,0	0,8826	1,4940	320	13,67	3,86	—	25	0,24
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	81,0	11,3	0,9030	1,5040	317	19,47	4,60	—	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,4	7,0	0,8601	1,4725	360	13,67	3,99	107,6	—20	0,07

Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,2	8,4	0,8679	1,4783	350	14,43	4,10	101,3	—20	0,09
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	67,2	9,4	0,8789	1,4858	340	15,19	4,25	94,6	—21	0,16
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	76,7	10,7	0,8973	1,4983	330	16,57	4,36	80,2	—22	0,30
Фракция 450—490 °С	100,0	5,0	0,9113	1,5075	410	55,80	9,50	—	40	0,28
Фракция 350—490 °С после депарафинизации	79,0	3,9	0,9308	1,5205	428	107,6	13,34	—	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,4	2,0	0,8803	1,4820	455	46,62	9,26	100,8	—19	0,08
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,9	2,7	0,8893	1,4892	447	50,64	9,73	97	—20	0,12
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	63,2	3,1	0,9010	1,4980	440	56,58	10,26	90	—20	0,25
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	73,0	3,6	0,9192	1,5122	420	71,60	11,30	71,2	—21	0,39
Хадыженская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,0	0,8844	1,4947	310	12,52	3,79	—	18	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	87,1	14,8	0,9028	1,5064	320	15,84	4,35	98	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	57,6	9,8	0,8525	1,4689	320	10,70	3,40	108	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	73,0	12,4	0,8614	1,4760	320	12,41	3,71	102	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	78,3	13,3	0,8685	1,4818	330	13,57	3,92	100	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	86,1	14,6	0,8890	1,4965	330	15,56	4,30	98	—19	0,24
Фракция 450—490 °С	100,0	9,5	0,9118	1,5097	420	43,87	9,42	—	39	—
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	84,0	8,0	0,9299	1,5196	420	66,07	11,00	79	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,6	4,2	0,8786	1,4809	440	37,89	7,92	99	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	64,6	6,1	0,8893	1,4890	430	40,52	8,10	91	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	72,8	6,9	0,8950	1,4920	420	48,65	9,20	89	—14	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,9	7,9	0,9173	1,5100	420	59,80	10,60	78	—17	0,26

Продолжение табл. 279

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,5	0,8800	1,4916	320	12,37	3,86	—	28	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	75,5	13,2	0,9061	1,5075	330	18,30	4,58	70	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,6	8,2	0,8628	1,4725	340	13,60	3,96	106	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,1	10,2	0,8704	1,4803	340	14,22	4,05	100	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	64,9	11,4	0,8805	1,4890	340	15,66	4,29	95	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	73,8	12,9	0,8982	1,5020	330	17,04	4,41	74	—23	0,2
Фракция 450—490 °С	100,0	5,5	0,9124	1,5085	420	56,44	10,00	—	42	—
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	78	4,3	0,9328	1,5195	430	108,0	13,86	49	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	43,2	2,4	0,8800	1,4823	480	52,37	9,75	92	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	56,1	3,1	0,8953	1,4933	430	57,46	9,87	74	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	63,9	3,5	0,9076	1,5025	430	62,47	10,15	65	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	73,3	4,0	0,9239	1,5125	420	78,65	10,35	52	—20	0,26
Смесь николаевской и убеженской нефтей										
Фракция 350—450 °С	100,0	12,0	0,8594	1,4868	310	10,30	3,41	—	37	0,07
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	55,0	6,6	0,9082	1,5140	320	16,16	4,19	65	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	51,6	3,4	0,8322	1,4612	320	10,27	3,49	143	—12	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,8	4,1	0,8437	1,4682	320	10,78	3,58	137	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,9	4,9	0,8627	1,4813	320	12,05	3,73	119	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	90,1	5,9	0,8907	1,5020	320	13,87	3,93	91	—17	0,02

280. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, %		Температура плавления гача, °С
	на фракцию	на нефть	
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)			
350—450	6,1	1,2	47
450—500	4,5	0,6	56
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)			
350—450	4,0	0,5	47
450—500	6,0	0,5	56
Джигинская нефть			
450—490	1,2	0,1	57
Новодмитриевская нефть			
350—450	19,0	2,7	47
450—490	21,0	1,1	53
Хадыженская нефть			
350—450	12,3	2,1	47
450—490	15,0	1,3	57
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш			
350—450	24,5	4,3	46
450—490	22,0	1,2	56
Смесь николаевской и убеженской нефтей			
350—450	45	5,4	47,5

281. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)							
Фракция 350—450 °С	27	28	55	45	1,09	1,56	2,65
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	47	47	53	0	2,44	2,44
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	11	36	47	53	0,46	1,91	2,57
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	16	35	51	49	0,65	1,87	2,52
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	24	30	54	46	0,95	1,63	2,58
Фракция 450—500 °С	26	33	59	41	1,40	2,60	4,00
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	51	51	49	0	3,79	3,79
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	45	52	48	0,49	3,38	3,87
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	15	38	53	47	0,97	2,93	3,90
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	37	57	43	1,17	2,80	3,97

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)							
Фракция 350—450 °С	18	32	50	50	0,76	1,63	2,39
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	21	30	51	49	0,85	1,65	2,50
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	45	45	55	0	2,30	2,30
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	39	46	54	0,27	2,06	2,33
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	35	49	51	0,56	1,86	2,42
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	31	50	50	0,77	1,71	2,48
Фракция 450—500 °С	22	31	53	47	1,20	2,40	3,60
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	24	30	54	46	1,35	2,43	3,78
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	47	47	53	0	3,41	3,41
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	39	48	52	0,46	2,97	3,43
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	35	49	51	0,80	2,69	3,49
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	21	31	52	48	1,17	2,45	3,62
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)							
Фракция 350—450 °С	20	30	50	50	0,82	1,60	2,42
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	23	28	51	49	0,93	1,54	2,47
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	1,92	1,92
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	33	42	58	0,34	1,74	2,08
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	32	46	54	0,55	1,70	2,25
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	21	29	50	50	0,83	1,58	2,41
Фракция 450—500 °С	22	32	54	46	1,21	2,51	3,72
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	24	33	57	43	1,30	2,59	3,89
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	45	45	55	0	3,29	3,29
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	42	48	52	0,32	3,00	3,32
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	37	49	51	0,65	2,89	3,48
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	34	54	46	1,08	2,60	3,68

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Абино-украинская нефть							
Фракция 350—450 °С	26	31	57	43	1,02	1,78	2,80
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	48	48	52	0	2,61	2,61
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	43	50	50	0,30	2,35	2,65
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	16	36	52	48	0,68	2,01	2,69
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	22	34	56	44	0,90	1,86	2,76
Фракция 450—490 °С	24	33	57	43	1,06	2,12	3,18
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	48	48	52	0	2,95	2,95
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	12	39	51	49	0,56	2,52	3,08
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	39	53	47	0,67	2,46	3,13
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	35	55	45	0,91	2,15	3,16
Новодмитриевская нефть							
Фракция 350—450 °С	18	22	40	60	0,72	1,10	1,82
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	29	49	51	0,76	1,60	2,36
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	1,95	1,95
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	34	39	61	0,20	1,80	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	11	31	42	58	0,42	1,70	2,12
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	30	47	53	0,66	1,65	2,31
Фракция 450—490 °С	18	26	44	56	0,93	1,86	2,79
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	23	24	47	53	1,23	1,93	3,16
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	2,76	2,76
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	34	41	59	0,34	2,47	2,81
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	31	43	57	0,63	2,31	2,94
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	27	46	54	1,02	1,96	2,98

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Хадыженская нефть							
Фракция 350—450 °С	19	23	42	58	0,71	1,14	1,85
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	22	24	46	54	0,91	1,24	2,15
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	1,69	1,69
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	30	38	62	0,24	1,52	1,76
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	11	28	39	61	0,46	1,37	1,83
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	24	43	57	0,72	1,33	2,05
Фракция 450—490 °С	20	22	42	58	1,02	1,67	2,69
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	23	25	48	52	1,20	1,95	3,15
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	40	40	60	0	2,68	2,68
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	35	42	58	0,33	2,43	2,76
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	34	43	57	0,46	2,36	2,82
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	27	46	54	0,96	2,04	3,00
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш							
Фракция 350—450 °С	17	23	40	60	0,66	1,15	1,81
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	22	24	46	54	0,92	1,32	2,24
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	1,96	1,96
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	32	40	60	0,28	1,72	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	27	41	59	0,55	1,47	2,02
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	24	44	56	0,82	1,34	2,16
Фракция 450—490 °С	18	25	43	57	0,98	1,85	2,83
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	22	28	50	50	1,19	2,16	3,35
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	2,79	2,79
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	34	43	57	0,48	2,36	2,84
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	31	45	55	0,73	2,24	2,97
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	30	49	51	0,99	2,26	3,25

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Смесь николаевской и убеженской нефтей							
Фракция 350—450 °С	21	6	27	73	0,81	0,24	1,05
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	29	13	42	58	1,19	0,81	2,00
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	28	28	72	0	1,10	1,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	27	32	68	0,15	1,25	1,40
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	21	35	65	0,52	1,07	1,59
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	25	14	39	61	0,95	0,90	1,85

282. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Смесь углеводородов	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)				
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	500	6,2	1,5	42
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)				
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	500	14,1	2,4	55

Смесь углеводородов	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)				
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	500	8,2	0,7	48
Джигинская нефть				
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	490	1,7	0,4	48
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр				
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	350	5,1	2,9	51
Новодмитриевская нефть				
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	490	13,1	2,4	53
Хадыженская нефть				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	17,5	3,9	59
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	490	15,4	2,5	56
Смесь николаевской и убеженской нефтей				
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	450	32,4	2,2	53

283. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)												
Остаток выше 500 °С	100,0	18,2	0,9975	—	—	—	—	—	—	—	36	0,39
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	25,0	4,5	0,9135	1,5035	—	314,8	30,38	10,2	66	0,840	—17	0,16
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)												
Остаток выше 500 °С	100,0	17,3	0,9863	—	—	—	—	—	—	—	39	0,51
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	16,6	2,9	0,9018	1,4918	—	169,1	23,32	7,3	96	0,830	—19	0,17
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)												
Остаток выше 500 °С	100,0	8,0	0,9973	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	30,6	2,4	0,9071	1,5000	—	224,5	27,53	8,2	91	0,834	—14	0,14
Джигинская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	28,0	1,0104	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	25,4	7,1	0,9300	1,5110	620	—	42,98	—	—	0,857	—5	0,18
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр												
Остаток выше 350 °С	100,0	56,3	0,9668	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	45,3	25,5	0,8993	1,4932	480	73,36	11,82	6,2	76,9	0,827	—22	0,31

Продолжение табл. 283

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{500}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Нафтено-парафиновые, I группа ароматических углеводородов после депарафинизации и 50% ароматических углеводородов II и III групп	52,1	29,4	0,9105	1,5010	446	81,73	12,63	6,5	74,4	0,854	—22	—
Новодмитриевская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	17,9	0,9754	—	—	—	—	—	—	—	36	0,51
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	30,0	5,3	0,8951	1,4900	620	209,8	24,22	11,1	74,4	0,827	—15	0,19
Хадыженская нефть												
Остаток выше 490 °С	100,0	22,2	0,9696	—	—	—	—	—	—	—	37	0,61
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	37,8	15,2	0,9214	1,5132	615	316,8	34,43	9,2	89	0,848	—20	0,30
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш												
Остаток выше 490 °С	100,0	16,4	0,9845	—	—	—	—	—	—	—	48	0,53
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	32,5	5,3	0,9117	1,5049	605	213,0	27,92	7,6	98	0,839	—23	0,26
Смесь николаевской и убеженской нефтей												
Остаток выше 450 °С	100,0	6,7	0,9541	—	—	—	42,24	—	—	—	51	0,20
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	25,2	1,7	0,8923	1,4980	540	93,22	16,33	5,7	109	0,820	—12	0,26

284. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	10	32	42	58	0,74	3,34	4,08
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	8	31	39	61	0,56	3,11	3,67
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)							
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	9	31	40	60	0,67	3,18	3,85
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр							
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	6	37	43	57	0,35	2,75	3,10
Нафтено-парафиновые, I группа ароматических углеводородов после депарафинизации и 50% ароматических углеводородов II и III групп	11	36	47	53	0,62	2,71	3,33
Новодмитриевская нефть							
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	6	32	38	62	0,42	3,23	3,65
Хадыженская нефть							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	17	22	39	61	1,31	2,52	3,83
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	9	30	39	61	0,74	3,29	4,03

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Смесь николаевской и убеженской нефтей							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов после депарафинизации	14	18	32	68	0,95	1,67	2,62

285. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		d_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Троицко-анастасиевская нефть (IV горизонт)										
350—450	21,2	0,9043	21,49	5,04	—	64	—	—27	77,5	16,9
450—500	12,1	0,9061	124,0	14,60	—	40	—	—25	56,2	6,8
Остаток выше 500	18,2	0,9135	314,8	30,38	10,2	66	0,840	—17	25,0	4,5
Троицко-анастасиевская нефть (V горизонт)										
50 —450	19,0	0,9080	21,22	4,86	—	49	—	—23	89,2	16,9
50—50 0	13,3	0,9217	102,9	13,29	—	45	—	—26	75,4	10,0
Остато к выше 500	17,3	0,9018	169,1	23,22	7,5	96	0,830	—19	16,6	2,3
Троицко-анастасиевская нефть (VI горизонт)										
35 0—450	12,8	0,9087	17,99	4,39	—	47	—	—20	89,6	11,5
4 50—500	8,8	0,9158	86,31	12,13	—	54	—	—12	59,0	5,2
Остаток выше 500	8,0	0,9071	224,5	27,53	8,2	91	0,834	—14	30,6	2,4
Джигинская нефть										
350—450	21,0	0,9130	38,30	6,82	—	40	—	—16	61,3	12,8
Абино-украинская нефть										
350—450	17,0	0,9274	25,12	5,43	—	57	—	—29	90,2	15,5
450—490	27,6	0,9300	43,54	7,49	—	42	—	—24	89,5	24,7

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Нефть месторождения Зыбза-Глубокий Яр										
Остаток выше 350	56,3	0,9105	81,73	12,63	10,0	74,4	0,854	—22	52,1	29,4
Новодмитриевская нефть										
350—450	14,0	0,8915	16,10	4,35	—	85,0	—	—21	74,4	10,3
450—490	5,0	0,906	59,58	10,50	—	85,0	—	—21	64,0	3,2
Остаток выше 490	17,9	0,8958	209,8	24,22	8,6	74,4	0,827	—15	30,0	5,3
Хадыженская нефть										
350—450	17,0	0,8890	15,56	4,30	—	98	—	—19	86,1	14,6
450—490	9,5	0,8950	48,65	9,20	—	89	—	—14	72,7	6,9
Остаток выше 490	22,2	0,9214	316,8	34,43	9,2	89	0,848	—20	37,8	15,2
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш										
350—450	17,5	0,8820	16,50	4,35	—	85	—	—23	70,8	12,4
450—490	5,5	0,9239	53,52	9,78	—	85	—	—20	49,2	2,7
Остаток выше 490	16,4	0,9117	213,0	27,92	7,6	98	0,839	—23	32,5	5,3
Смесь николаевской и убеженской нефтей										
350—450	12,0	0,8907	13,87	3,93	—	91	—	—17	49,0	5,9
Остаток выше 450	6,7	0,8923	93,22	16,33	5,7	109	0,820	—12	25,2	1,7

286. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	$А+С_С$	$А+С_С-2,5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	0,81	8,40	1,0	2,50	9,21	6,71
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	1,13	7,20	1,3	3,25	8,33	5,08
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)*	0,30	4,23	1,9	4,75	4,53	—0,22

* Из этих нефтей получать битумы не рекомендуется.

Нефть	Содержание, %			2,5П	$А+С_С$	$А+С_С-2,5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Джигинская	1,67	11,80	0,5	1,25	13,47	12,22
Абино-украинская	3,16	20,40	0,8	2,13	23,56	21,43
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	1,45	9,89	0,4	1,13	11,34	10,21
Новодмитриевская*	1,13	4,93	4,4	11,00	6,06	—4,94
Хадыженска *	1,88	6,60	6,4	16,00	8,48	—7,52
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш*	1,08	6,98	8,3	20,80	8,06	—12,74
Баракаевская*	0,13	0,61	3,0	7,50	0,74	—6,76
Николаевская и убеженская*	0,16	1,47	5,8	14,50	0,63	—13,87

* Из этих нефтей получать битумы не рекомендуется.

287. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Троицко-анастасиевская (IV горизонт)	I	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_1$
Троицко-анастасиевская (V горизонт)	I	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_1$
Троицко-анастасиевская (VI горизонт)	I	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_2$
Джигинская	I	$Т_2$	$М_4$	$И_2$	$П_1$
Абино-украинская	II	$Т_2$	$М_3$	$И_2$	$П_1$
Месторождения Зыбза-Глубокий Яр	I	$Т_2$	$М_3$	$И_2$	$П_1$
Новодмитриевская	I	$Т_1$	$М_3$	$И_2$	$П_2$
Хадыженская	I	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_2$
Смесь нефтей месторождений Ключевая и Дыш	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Баракаевская	I	$Т_1$	—	—	$П_2$
Николаевская и убеженская	I	$Т_1$	$М_4$	$И_1$	$П_2$

288. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (IV горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, сст	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—156	3,3	3,5	0,7354	1,4110	110	—	—	—	—	—	0,022
3	156—176	2,8	6,3	0,7976	1,4394	—	1,31	—	—	—	—	—
4	176—207	3,0	9,3	0,8207	1,4518	—	1,79	—	—	—	52	—
5	207—228	3,2	12,5	0,8318	1,4588	163	2,37	1,45	—	—	—	0,067
6	228—240	2,9	15,4	0,8386	1,4636	—	3,03	1,74	—	—	—	—
7	240—252	3,3	18,7	0,8527	1,4699	175	3,57	1,81	—	—	89	—
8	252—267	3,3	22,0	0,8586	1,4758	185	4,27	2,23	—	—	—	0,095
9	267—275	2,9	24,9	0,8655	1,4802	—	4,97	2,55	—	—	—	—
10	275—281	2,9	27,8	0,8737	1,4859	198	5,76	2,79	—	—	—	—
11	281—288	3,0	30,8	0,8782	1,4892	—	6,77	3,03	—	—	124	0,108
12	288—294	3,1	33,9	0,8850	1,4930	210	7,65	3,32	—	—	—	—
13	294—310	3,0	36,9	0,8881	1,4946	238	9,71	3,98	1,66	—	—	—
14	310—320	2,9	39,8	0,8899	1,4956	240	12,87	4,83	1,85	—	—	0,117
15	320—327	2,9	42,7	0,8959	1,4988	245	16,66	6,00	2,10	<—60	148	—
16	327—339	3,0	45,7	0,9037	1,5030	250	22,54	7,32	2,38	—59	—	—
17	339—351	2,9	48,6	0,9085	1,5068	260	30,10	8,99	2,73	—53	—	0,23
18	351—389	3,0	51,6	0,9183	1,5130	265	42,60	11,37	3,16	—49	—	—
19	389—407	3,0	54,6	0,9199	1,5138	270	62,86	14,76	3,72	—45	170	—
20	407—416	2,9	57,5	0,9236	1,5156	300	101,3	20,02	4,44	—38	—	—
21	416—420	3,0	60,5	0,9313	1,5192	320	176,5	28,28	5,53	—32	—	0,26
22	420—430	3,0	63,5	0,9376	1,5230	330	—	41,91	6,88	—27	—	—
23	430—440	3,1	66,6	0,9427	1,5252	370	—	72,99	9,49	—19	208	—
24	440—450	3,1	69,7	0,9523	1,5292	400	—	138,6	13,15	—13	—	—
25	450—468	3,2	72,9	0,9567	1,5320	430	—	251,7	18,72	—5	—	0,29
26	468—477	3,0	75,9	0,9616	1,5352	440	—	—	22,82	—1	—	—
27	477—490	3,0	78,9	0,9632	1,5378	450	—	—	25,06	2	—	—
28	490—500	2,9	81,8	0,9640	1,5388	455	—	—	25,34	5	—	—
29	Остаток	18,2	100,0	—	—	—	—	—	—	—	312	0,39

289. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (V горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—90	3,0	3,4	0,6966	1,3950	—	—	—	—	—	—	—
3	90—119	3,4	6,8	0,7406	1,4125	105	—	—	—	—	16	0,023
4	119—150	3,1	9,9	0,7609	1,4245	—	0,94	—	—	—	—	—
5	150—172	3,1	13,0	0,7772	1,4330	130	1,12	—	—	—	30	0,076
6	172—191	3,0	16,0	0,7849	1,4375	—	1,43	—	—	—	—	—
7	191—205	3,0	19,0	0,8026	1,4463	150	1,79	—	—	—	50	0,105
8	205—219	2,8	21,8	0,8158	1,4520	—	2,17	1,33	—	—	—	—
9	219—238	3,1	24,9	0,8263	1,4575	—	2,72	1,59	—	—	80	0,117
10	238—250	2,7	27,6	0,8363	1,4630	—	3,45	1,90	—	—	—	—
11	250—263	3,2	30,8	0,8566	1,4725	185	4,04	2,12	—	<—60	102	0,131
12	263—277	3,1	33,9	0,8572	1,4740	—	4,82	2,43	1,18	—46	—	—
13	277—294	3,0	36,9	0,8587	1,4775	208	5,84	2,84	1,28	—39	118	0,153
14	294—304	3,0	39,9	0,8570	1,4760	—	7,11	3,29	1,46	—32	—	—
15	304—314	3,0	42,9	0,8545	1,4740	240	8,96	3,84	1,75	—27	135	0,164
16	314—330	3,0	45,9	0,8623	1,4728	250	11,69	4,69	1,95	—20	—	—
17	330—344	3,1	49,0	0,8737	1,4888	260	15,89	5,83	2,18	—16	150	0,180
18	344—355	3,0	52,0	0,8829	1,4890	270	22,47	7,50	2,48	—12	—	—
19	355—384	3,0	55,0	0,8927	1,4955	280	32,98	9,58	2,89	—7	160	0,21
20	384—398	3,1	58,1	0,8942	1,4978	290	47,62	12,56	3,53	3	—	—
21	398—410	3,1	61,2	0,9117	1,5076	300	—	17,20	4,17	10	168	0,30
22	410—423	3,1	64,3	0,9125	1,5082	330	—	25,51	5,33	13	—	—
23	423—440	3,1	67,4	0,9238	1,5128	370	—	43,92	7,28	18	185	0,32
24	440—458	3,1	70,5	0,9366	1,5193	390	—	—	10,31	21	—	—
25	458—464	3,2	73,7	0,9448	1,5227	410	—	—	13,50	25	208	0,35
26	464—480	3,0	76,7	0,9465	1,5235	430	—	—	15,91	29	—	—
27	480—490	3,0	79,7	0,9486	1,5263	450	—	—	18,61	31	216	0,37
28	Остаток	20,3	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

290. Разгонка (ИТК) троицко-анастасиевской нефти (VI горизонт) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, сст	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—58	3,4	3,6	0,6503	1,3750	—	—	—	—	—	—	—
3	58—80	2,9	6,5	0,7159	1,4010	—	—	—	—	—	—	0,010
4	80—96	3,0	9,5	0,7311	1,4090	97	—	—	—	—	—	—
5	96—109	2,8	12,3	0,7540	1,4228	—	—	—	—	—	—	0,014
6	109—123	3,1	15,4	0,7390	1,4140	110	—	—	—	—	—	—
7	123—132	3,0	18,4	0,7639	1,4290	—	—	—	—	—	<20	0,042
8	132—142	2,8	21,2	0,7704	1,4330	120	0,90	—	—	—	—	—
9	142—156	2,9	24,1	0,7720	1,4340	—	1,08	—	—	—	32	0,062
10	156—169	2,9	27,0	0,7817	1,4382	133	1,15	—	—	—	—	—
11	169—182	3,2	30,2	0,7896	1,4410	—	1,35	—	—	—	53	0,069
12	182—200	3,2	33,4	0,7980	1,4450	150	1,61	1,00	—	—	—	—
13	200—213	2,9	36,3	0,8075	1,4500	—	1,97	1,21	—	—	68	0,071
14	213—226	3,2	39,5	0,8114	1,4520	170	2,33	1,31	—	—	—	—
15	226—236	2,9	42,4	0,8218	1,4582	—	2,76	1,51	—	—	86	0,081
16	236—245	3,0	45,4	0,8300	1,4630	185	3,19	1,79	—	—	—	—

Продолжение табл. 290

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
17	245—260	3,1	48,5	0,8597	1,4778	—	3,80	2,08	—	—	102	0,111
18	260—271	2,9	51,4	0,8472	1,4720	195	4,35	2,37	1,17	<—60	—	—
19	271—281	3,0	54,4	0,8569	1,4778	—	5,11	2,59	1,25	—54	124	0,127
20	281—291	3,0	57,4	0,8588	1,4788	210	6,29	3,07	1,36	—48	—	—
21	291—303	2,9	60,3	0,8486	1,4736	—	7,75	3,56	1,60	—44	142	0,140
22	303—316	2,9	63,2	0,8518	1,4746	240	9,55	4,16	1,72	—40	—	—
23	316—330	2,9	66,1	0,8637	1,4796	248	12,50	5,18	1,94	—34	158	0,167
24	330—343	3,0	69,1	0,8806	1,4896	255	17,86	6,28	2,33	—24	—	—
25	343—360	3,0	72,1	0,8909	1,4958	265	27,43	8,29	2,71	—18	171	0,24
26	360—385	3,0	75,1	0,9020	1,5028	280	45,85	12,26	3,46	—5	—	—
27	385—410	3,0	78,1	0,9075	1,5056	320	75,94	17,50	4,62	8	186	0,28
28	410—434	3,0	81,1	0,9190	1,5118	350	—	32,98	6,39	16	—	—
29	434—455	3,1	84,2	0,9324	1,5186	380	—	72,20	10,03	24	204	0,30
30	455—471	3,1	87,3	0,9473	1,5262	410	—	—	14,89	31	—	—
31	471—490	3,1	90,4	0,9477	1,5268	460	—	—	20,86	37	—	0,34
32	Остаток	9,6	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

291. Разгонка (ИТК) джигинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	Следы	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—178	3,1	3,1	0,7566	1,4242	118	1,50	—	—	<—60	—	0,06
3	178—214	3,2	6,3	0,8283	1,4532	147	1,91	1,22	—	То же	—	—
4	214—233	3,1	9,4	0,8490	1,4644	167	2,76	1,60	—	»	—	0,11
5	233—247	3,2	12,6	0,8605	1,4712	174	3,27	1,90	1,01	»	—	0,16
6	247—260	3,1	15,7	0,8728	1,4770	180	3,97	2,20	1,12	»	—	—
7	260—271	3,0	18,7	0,8804	1,4820	187	4,92	2,54	1,24	»	—	0,18
8	271—277	3,1	21,8	0,8866	1,4854	195	5,68	2,72	1,30	»	—	—
9	277—293	3,2	25,0	0,8961	1,4928	198	7,29	3,21	1,48	»	—	—
10	293—305	3,1	28,1	0,8991	1,4962	210	10,61	3,96	1,69	—60	—	0,26
11	305—318	3,2	31,3	0,9061	1,5008	223	14,76	4,98	1,96	—58,5	—	—
12	318—330	3,1	34,4	0,9152	1,5054	235	20,33	6,16	2,23	—52	—	—
13	330—338	3,1	37,5	0,9206	1,5104	240	28,27	7,63	2,51	—50	—	0,31
14	338—348	3,1	40,6	0,9288	1,5156	250	39,31	9,94	2,86	—44	—	—
15	348—379	3,1	43,7	0,9399	1,5252	260	55,62	12,35	3,23	—35	—	—
16	379—393	3,3	47,0	0,9406	1,5244	273	117,9	20,39	4,24	—32	—	0,35
17	393—401	3,2	50,2	0,9456	1,5278	290	234,9	30,74	5,43	—30	—	—
18	401—412	3,1	53,3	0,9526	1,5303	310	466,9	47,47	6,78	—16	—	—
19	412—426	3,0	56,3	0,9594	1,5326	330	—	79,46	9,14	—11	—	0,36
20	426—440	3,1	59,4	0,9619	1,5350	380	—	152,4	13,04	—10	—	—
21	440—454	3,2	62,6	0,9656	1,5369	405	—	—	18,81	—3	—	0,37
22	454—464	2,8	65,4	0,9689	1,5384	430	—	—	23,55	3	—	—
23	464—470	2,9	68,3	0,9727	1,5398	440	—	—	27,27	6	210	0,38
24	Остаток	31,7	100,0	—	—	—	—	—	—	—	220	—

292. Разгонка (ИТК) абино-украинской нефти в аппарате АРИС и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, сст	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—150	3,1	3,2	0,7505	—	118	—	—	—	—	—	—
3	150—204	3,4	6,6	0,8130	1,4460	—	—	—	—	—	—	0,173
4	204—229	3,4	10,6	0,8400	1,4600	175	2,28	1,41	0,81	—	68	—
5	229—246	3,6	13,6	0,8491	1,4670	—	2,93	1,71	0,83	—	82	0,244
6	246—274	3,6	17,2	0,8708	1,4780	196	4,20	2,18	1,09	—	90	—
7	274—282	2,7	19,9	0,8802	1,4857	—	5,91	2,31	1,28	—	112	0,389
8	282—302	3,1	23,0	0,8873	1,4905	220	8,26	3,50	1,42	—	122	—
9	302—326	3,0	26,0	0,8955	1,4951	—	13,00	4,47	1,79	<—60	131	0,454
10	326—334	3,0	29,0	0,9057	1,5018	246	19,04	6,39	2,18	—60	—	—
11	334—350	3,1	32,1	0,9153	1,5082	—	29,06	8,65	2,63	—45	150	—
12	350—374	3,2	35,3	0,9243	1,5130	278	53,50	12,63	3,30	—43	—	—
13	374—398	2,9	38,2	0,9285	1,5169	300	89,30	19,00	4,14	—34	166	0,52
14	398—416	2,9	41,1	0,9331	1,5185	320	166,8	27,06	5,30	—25	—	—
15	416—430	3,0	44,1	0,9386	1,5225	340	311,6	40,06	7,09	—20	185	—
16	430—443	2,9	47,0	0,9436	1,5250	365	—	55,81	8,92	—16	—	0,60
17	443—454	3,1	50,1	0,9461	1,5263	380	—	80,00	11,78	—11	204	—
18	454—458	2,7	52,8	0,9507	1,5283	415	—	105,0	13,91	—7	210	—
19	458—480	3,8	56,6	0,9528	1,5303	425	—	145,5	—	—5	220	0,71
20	480—490	3,1	59,7	0,9535	1,5313	430	—	184,3	17,33	1	225	—
21	Остаток	40,3	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,77

293. Разгонка (ИТК) нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, сст	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	Следы		—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—100	3,1	3,1	0,7216	1,4066	94	0,66	—	—	<—60	—	0,006
3	100—132	2,8	5,9	0,7468	1,4186	108	0,79	—	—	То же	—	—
4	132—154	3,0	8,9	0,7690	1,4298	118	0,95	—	—	»	—	0,016
5	154—177	3,3	12,2	0,7851	1,4391	133	1,19	—	—	»	—	—
6	177—202	3,1	15,3	0,8066	1,4486	148	1,55	—	—	»	—	0,053
7	202—220	3,0	18,3	0,8262	1,4571	162	2,09	1,34	0,74	—60	—	—
8	220—241	3,0	21,3	0,8287	1,4616	180	2,76	1,62	0,91	—58,5	—	0,063
9	241—256	3,3	24,6	0,8453	1,4726	188	3,65	2,01	1,19	—51,5	—	—
10	256—269	3,1	27,7	0,8681	1,4812	195	4,43	2,79	1,28	—57,5	—	0,071
11	269—288	2,8	30,5	0,8730	1,4851	200	5,76	2,83	1,48	—42	—	—
12	288—302	2,9	33,4	0,8729	1,4846	218	7,88	3,51	1,60	—33,5	—	0,140
13	302—317	3,2	36,6	0,8793	1,4874	230	10,79	4,37	1,95	—27	—	—
14	317—330	3,1	39,7	0,8941	1,4956	240	16,00	5,62	2,23	—22	—	0,200
15	330—350	4,0	43,7	0,9063	1,5026	255	25,10	7,76	2,57	—15	—	—
16	350—380	3,1	46,8	0,9086	1,5111	275	—	11,16	3,32	—5	—	0,330
17	380—397	3,0	49,8	0,9191	1,5114	285	—	15,20	4,07	—1	—	—
18	397—406	3,1	52,9	0,9218	1,5136	310	—	21,17	5,04	7	—	0,410
19	406—420	3,1	56,0	0,9281	1,5152	340	—	32,50	6,45	11	—	—
20	420—433	3,2	59,2	0,9365	1,5203	360	—	53,77	8,27	15	—	0,425
21	433—450	2,9	62,1	0,9422	1,5225	385	—	82,01	10,55	19	—	—
22	450—458	3,1	65,2	0,9438	1,5240	415	—	117,5	13,45	23	—	0,440
23	458—471	3,1	68,3	0,9462	1,5264	425	—	158,2	15,95	27	218	—
24	471—490	3,7	72,0	0,9481	1,5292	440	—	192,1	17,93	3	227	0,460
25	Остаток	28,0	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

294. Разгонка (ИТК) новодмитриевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,7	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	3,8	5,5	0,6442	1,3672	82	—	—	—	—	—	—
3	62—80	3,0	8,5	0,6885	1,3880	—	—	—	—	—	—	0,003
4	80—95	3,2	11,7	0,7185	1,4010	93	—	—	—	—	—	—
5	95—110	3,3	15,0	0,7350	1,4108	—	—	—	—	—	—	0,013
6	110—120	2,9	17,9	0,7420	1,4145	105	—	—	—	—	—	—
7	120—133	3,1	21,0	0,7522	1,4205	—	—	—	—	—	—	0,014
8	133—150	3,2	24,2	0,7602	1,4255	122	—	—	—	—	—	—
9	150—164	3,0	27,2	0,7709	1,4318	135	1,00	—	—	—	—	0,030
10	164—180	2,8	30,0	0,7832	1,4370	140	1,18	—	—	—	—	—
11	180—190	3,0	33,0	0,7896	1,4408	145	1,37	—	—	—62	—	0,039
12	190—204	3,0	36,0	0,7975	1,4463	155	1,68	—	—	—55	—	—
13	204—224	3,0	39,0	0,8078	1,4507	165	2,05	1,27	—	—46	—	0,053
14	224—240	2,6	41,6	0,8112	1,4540	176	2,43	1,42	—	—37	—	—
15	240—257	3,4	45,0	0,8265	1,4630	192	2,93	1,65	—	—29	—	0,068
16	257—275	3,3	48,3	0,8400	1,4700	200	3,43	2,00	—	—25	—	—
17	275—291	2,7	51,0	0,8403	1,4705	207	4,46	2,35	—	—19	—	0,086
18	291—308	3,0	54,0	0,8410	1,4710	212	5,22	2,70	—	—15	—	—
19	308—320	3,3	57,3	0,8418	1,4712	225	6,98	3,28	1,60	—7	—	0,101
20	320—335	3,0	60,3	0,8490	1,4750	245	7,85	4,00	1,73	2	—	—
21	335—350	2,8	63,1	0,8633	1,4838	268	—	5,35	2,22	10	—	0,16
22	350—367	3,0	66,1	0,8710	1,4870	280	—	6,45	2,75	17	—	—
23	367—400	3,1	69,2	0,8725	1,4880	300	—	8,52	3,35	21	—	0,26
24	400—420	2,9	72,1	0,8812	1,4925	340	—	13,80	4,28	26	—	—
25	420—437	3,0	75,1	0,8925	1,4975	362	—	21,00	5,37	32	—	0,27
26	437—460	2,9	78,0	0,9035	1,5025	390	—	35,20	7,15	36	218	—
27	460—490	4,1	82,1	0,9130	1,5078	425	—	—	10,05	40	235	0,28
28	Остаток	17,9	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

295. Разгонка (ИТК) хадыженской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—65	3,1	3,4	0,6619	1,3762	83	—	—	—	<—60	—	0,005
3	65—100	2,8	6,2	0,7358	1,4073	—	—	—	—	—	—	—
4	100—122	3,0	9,2	0,7507	1,4162	105	—	—	—	<—60	—	0,005
5	122—140	2,9	12,1	0,7616	1,4229	—	0,83	—	—	—	51	—
6	140—163	3,0	15,1	0,7802	1,4338	124	0,98	—	—	<—60	—	0,02
7	163—180	3,1	18,2	0,7900	1,4400	—	1,07	—	—	—	—	—
8	180—196	3,1	21,3	0,8063	1,4476	140	1,35	1,12	—	<—60	58	—
9	196—211	2,8	24,1	0,8218	1,4566	—	1,55	1,23	—	—	—	0,05
10	211—224	3,0	27,1	0,8307	1,4630	160	1,98	1,39	—	<—60	67	—
11	224—244	3,1	30,2	0,8398	1,4666	—	2,54	1,54	—	—	—	—
12	244—262	3,1	33,3	0,8586	1,4782	184	3,32	1,83	—	—58	108	0,09
13	262—274	3,0	36,3	0,8556	1,4768	—	4,21	2,21	1,11	—	124	—
14	274—291	2,9	39,2	0,8624	1,4816	210	5,33	2,59	1,24	—31,5	—	0,10
15	291—303	3,0	42,2	0,8536	1,4767	—	6,80	3,17	1,42	—	—	—
16	303—315	2,9	45,1	0,8516	1,4753	235	8,45	3,65	1,59	—20,5	138	—
17	315—328	2,9	48,0	0,8596	1,4790	—	11,23	4,70	1,81	—	—	0,13
18	328—348	3,0	51,0	0,8732	1,4858	265	14,92	5,62	2,17	—8	161	—
19	348—380	3,0	54,0	0,8804	1,4906	—	21,67	7,25	2,54	—	—	0,22
20	380—400	3,0	57,0	0,8806	1,4908	280	29,04	8,95	2,84	11	184	—
21	400—411	3,0	60,0	0,8896	1,4961	—	—	11,83	3,47	—	—	0,26
22	411—426	3,0	63,0	0,8887	1,4950	320	—	15,20	4,13	24	201	—
23	426—436	2,9	65,9	0,8941	1,4992	350	—	21,31	5,22	29,5	—	0,28
24	436—456	3,0	68,9	0,9039	1,5050	380	—	31,99	6,69	32	216	—
25	456—463	3,0	71,9	0,9083	1,5100	410	—	44,32	8,51	37	—	0,29
26	468—476	3,0	74,9	0,9036	1,5049	440	—	59,56	9,96	40	233	—
27	476—494	3,1	78,0	0,9166	1,5082	480	—	68,87	12,03	43	—	0,29
28	Остаток	22,0	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

296. Разгонка (НТК) смеси нефтей месторождений Ключевая и Дыш в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,0	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	3,0	4,0	0,6346	1,3685	—	—	—	—	—	—	—
3	62—83	3,3	7,3	0,6992	1,3948	89	—	—	—	—	—	0,01
4	83—103	3,5	10,8	0,7246	1,4065	92	—	—	—	—	—	—
5	103—116	2,8	13,6	0,7409	1,4145	105	—	—	—	—	—	0,01
6	116—124	2,9	16,5	0,7457	1,4174	110	—	—	—	—	—	—
7	124—134	2,9	19,4	0,7513	1,4203	112	—	—	—	—	—	0,014
8	134—151	2,9	22,3	0,7622	1,4273	120	—	—	—	—	—	—
9	151—168	2,9	25,2	0,7735	1,4335	132	—	—	—	—	34	0,015
10	168—184	2,9	28,1	0,7816	1,4380	142	1,28	0,92	—	—	46	—
11	184—203	3,1	31,2	0,7926	1,4430	151	1,40	1,05	—	—56	56	0,02
12	203—219	3,0	34,2	0,8016	1,4480	163	1,70	1,25	—	—45	68	—
13	219—231	3,0	37,2	0,8096	1,4530	170	2,10	1,39	—	—39	72	0,02
14	231—246	2,8	40,0	0,8162	1,4579	182	2,59	1,56	—	—39	78	—
15	246—260	2,9	42,9	0,8352	1,4683	185	3,20	1,65	—	—36	90	0,02
16	260—275	2,8	45,7	0,8354	1,4685	1[illegible]6	3,85	2,00	1,10	—24	115	—
17	275—292	2,9	48,6	0,8380	1,4695	205	4,78	2,48	1,26	—15	—	0,07
18	292—306	3,0	51,6	0,8367	1,4680	222	6,30	2,90	1,37	—8	135	—
19	306—317	2,9	54,5	0,8351	1,4675	232	7,80	3,41	1,65	—2	145	0,07
20	317—328	2,9	57,4	0,8423	1,4710	246	9,77	4,20	1,72	3	150	—
21	328—346	2,9	60,3	0,8522	1,4775	261	12,09	5,20	1,99	9	155	0,12
22	346—376	2,8	63,1	0,8603	1,4823	270	15,73	6,26	2,25	15	171	—
23	376—390	2,9	66,0	0,8632	1,4850	280	—	7,65	2,75	21	179	0,23
24	390—397	3,0	69,0	0,8699	1,4880	300	—	9,77	3,27	25	187	—
25	397—411	2,8	71,8	0,8811	1,4931	320	—	13,27	4,00	30	200	0,24
26	411—437	3,0	74,8	0,8861	1,4940	340	—	18,98	4,98	30	212	—
27	437—448	2,9	77,7	0,8997	1,5020	360	—	30,59	6,00	38	224	0,25
28	448—464	2,9	80,6	0,9082	1,5034	420	—	46,81	8,00	40	233	—
29	464—490	3,0	83,6	0,9105	1,5090	450	—	60,81	10,73	43	236	0,30
30	Остаток	16,4	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

297. Разгонка (ИТК) баракаевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,1	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	4,0	5,1	0,6394	1,3670	90	—	—	—	—	—	—
3	62—72	3,0	8,1	0,6893	1,3868	—	—	—	—	—	<—30	—
4	72—84	3,3	11,4	0,7330	1,4058	—	—	—	—	—	—19	—
5	84—93	3,0	14,4	0,7293	1,4021	95	—	—	—	—	—16	0,005
6	93—97	2,8	17,2	0,7360	1,4091	—	—	—	—	—	—12	—
7	97—100	3,3	20,5	0,7444	1,4134	100	—	—	—	—	—8	0,006
8	100—108	3,4	23,9	0,7486	1,4159	—	—	—	—	—	—3	—
9	108—119	3,2	27,1	0,7412	1,4100	108	—	—	—	—	—	—
10	119—125	3,0	30,1	0,7416	1,4120	—	—	—	—	—	14	—
11	125—138	3,3	33,4	0,7538	1,4221	118	—	—	—	—	—	0,007
12	138—149	3,0	36,4	0,7549	1,4233	—	—	—	—	—	22	—
13	149—157	3,2	39,6	0,7678	1,4299	130	—	—	—	—	—	—
14	157—172	3,3	42,9	0,7805	1,4381	—	1,16	—	—	<—60	35	0,008
15	172—184	3,1	46,0	0,7844	1,4410	140	—	—	—	То же	—	0,009
16	184—195	3,3	49,3	0,7903	1,4440	—	—	0,96	—	»	52	0,010
17	195—209	3,0	52,3	0,7974	1,4478	160	1,67	—	0,67	—45	—	0,011
18	209—224	3,4	55,7	0,8083	1,4541	—	—	1,27	—	—	70	—
19	224—237	3,3	59,0	0,8220	1,4614	175	2,42	—	0,83	—34	—	0,013
20	237—252	3,4	62,4	0,8352	1,4712	—	—	1,67	—	—	84	—
21	252—275	3,0	65,4	0,8592	1,4840	180	3,10	—	0,96	—33	—	0,014
22	275—285	3,3	68,7	0,8584	1,4837	—	—	2,01	—	—	110	0,020
23	285—290	3,3	72,0	0,8564	1,4828	210	—	—	1,23	—11	—	0,024
24	290—305	3,4	75,4	0,8543	1,4819	—	6,01	—	—	—	125	0,039
25	305—325	3,3	78,7	0,8438	1,4777	240	7,62	3,29	1,58	2	—	0,041
26	325—344	3,3	82,0	0,8605	1,4844	—	—	—	—	—	142	0,055
27	344—390	3,2	85,2	0,8698	1,4894	280	—	6,02	2,30	18	162	0,075
28	390—406	3,1	88,3	0,8727	1,4908	—	—	—	2,86	—	179	0,10
29	406—422	4,0	92,3	0,8737	1,4919	320	—	11,62	3,84	35	191	0,12
30	Остаток	7,7	100,0	—	—	—	—	62,85	10,87	39	242	—

298. Разгонка (ИТК) смеси николаевской и убеженской нефтей в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—52	8,6	8,8	0,6332	1,3665	—	—	—	—	—	—	—
3	52—61	3,0	11,8	0,6530	1,3725	—	—	—	—	—	—	—
4	61—69	2,9	14,7	0,6740	1,3801	—	—	—	—	—	—	—
5	69—83	3,0	17,7	0,7170	1,4000	—	—	—	—	—	—	—
6	83—92	2,8	20,5	0,7184	1,4012	98	—	—	—	—	—	—
7	92—97	3,0	23,5	0,7260	1,4050	—	—	—	—	—	—	—
8	97—101	2,8	26,3	0,7360	1,4090	102	—	—	—	—	—	—
9	101—108	2,9	29,2	0,7406	1,4111	—	—	—	—	—	—	—
10	108—119	2,8	32,0	0,7328	1,4090	110	—	—	—	—	—	—
11	119—125	3,0	35,0	0,7362	1,4130	—	—	—	—	—	26	—
12	125—137	3,0	38,0	0,7506	1,4205	118	—	—	—	—	—	0,004
13	137—151	3,0	41,0	0,7512	1,4211	—	—	—	—	—	—	—
14	151—162	3,1	44,1	0,7666	1,4310	130	1,06	—	—	<—60	39	0,006
15	162—173	3,1	47,1	0,7737	1,4350	—	1,24	—	—	То же	—	—
16	173—188	3,0	50,2	0,7788	1,4371	148	1,40	—	—	»	54	0,006

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
17	188—201	2,9	53,1	0,7803	1,4390	—	1,70	—	—	—52	—	—
18	201—218	3,0	56,1	0,7857	1,4410	165	2,00	1,26	—	—36	76	0,008
19	218—234	3,1	59,2	0,7991	1,4492	—	2,42	1,50	—	—31	—	—
20	234—248	2,9	62,1	0,8168	1,4572	185	2,89	1,70	—	—28	91	0,014
21	248—259	2,8	64,9	0,8360	1,4700	—	3,32	1,90	—	—23	—	—
22	259—274	3,0	67,9	0,8396	1,4732	201	3,95	2,17	—	—17	120	0,024
23	274—289	2,9	70,8	0,8444	1,4775	—	5,00	2,60	—	—11	—	—
24	289—303	2,8	73,6	0,8361	1,4719	225	5,96	2,93	1,43	—5	131	0,039
25	303—319	2,8	76,4	0,8381	1,4725	—	7,60	3,40	1,62	3	—	—
26	319—338	2,9	79,3	0,8470	1,4762	255	9,78	4,21	1,90	13	156	0,045
27	338—361	2,9	82,2	0,8528	1,4812	—	—	5,30	2,30	20	—	—
28	361—398	2,9	85,1	0,8544	1,4824	280	—	7,01	2,70	29	165	0,090
29	398—416	2,9	88,0	0,8552	1,4829	—	—	8,70	3,12	33	—	—
30	416—432	2,8	90,8	0,8588	1,4838	360	—	12,13	4,09	43	214	0,100
31	432—460	2,9	93,7	0,8741	1,4898	—	—	17,50	5,60	45	—	—
32	Остаток	6,3	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

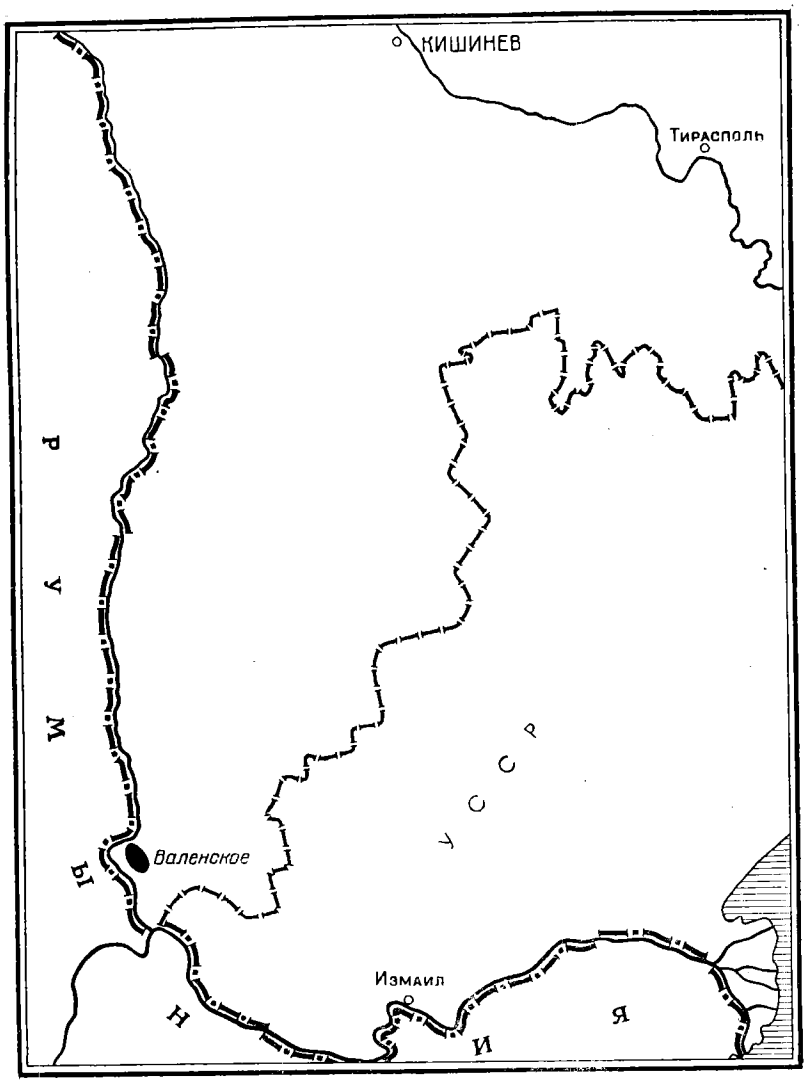

Рис. 6. Схема размещения нефтяных месторождений Молдавской ССР.

Нефтяное месторождение Валенское расположено на территории Молдавской ССР в 25 *км* к югу от г. Кагул на границе с Румынией. Валенская структура расположена на Нижне-Прутском валу и представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания.

Валенскую нефть получают с глубины 450 *м* из известняков сарматского яруса. Нефть является тяжелой: относительная плотность ее 0,9114, вязкость 69,72 *сст* при 50 °С. Нефть отличается высоким содержанием смолистых веществ (14,5% силикагелевых смол), относительно небольшим содержанием серы (0,95%) и незначительным содержанием парафина (0,03%). Выход фракций составляет: 0,6% до 200 °С, 15,2% до 300 °С и 28,2% до 350 °С.

По своей характеристике валенская нефть резко отличается от нефтей Волго-Уральского нефтегазоносного района, которые, как правило, содержат больше серы (1,5—2,0%), парафина (5—6%) и фракций до 200 °С (22—26%), фракций до 300 °С (40%) и фракций до 350 °С (46—49%).

Бензиновая фракция, выкипающая до 200 °С, обладает высокой относительной плотностью (0,8607) и значительной вязкостью (2,8 *сст* при 20 °С), что обусловливается углеводородным составом, а именно преобладанием нафтеновых углеводородов.

Керосиновые фракции, отобранные до 280 и 300 °С, обладают низкими фотометрическими свойствами. В керосиновом дистилляте, отобранном от н. к. (189 °С) до 300 °С, содержится 15% ароматических, 66% нафтеновых и 19% парафиновых углеводородов.

Фракции дизельного топлива имеют низкие температуры застывания, соответствующие зимним и арктическим дизельным топливам. Это объясняется незначительным содержанием в них парафиновых и высоким содержанием нафтеновых углеводородов. Однако из нефти могут быть получены лишь компоненты дизельного топлива, так как цетановые числа лежат в пределах 36—39.

Из нефти могут быть получены мазуты всех марок, а сама нефть является флотским мазутом марки 12.

В пятидесятиградусных фракциях, выкипающих от 350 до 500 °С, содержится 49—64% ароматических углеводородов, причем во фракции 450—500 °С имеется до 21% ароматических углеводородов IV группы с показателем преломления 1,5960—1,6130. Из-за значительного содержания нафтеновых углеводородов базовые дистиллятные масла, полученные методом адсорбционного разделения на силикагеле без депарафинизации, имеют низкие индексы вязкости. Остаточное масло, полученное в количестве 6,5% (на нефть) методом адсорбционного разделения деасфальтенированного остатка, с последующей депарафинизацией выделенных углеводородов, имеет вязкость 28,61 *сст* при 100 °С, индекс вязкости 89,9 и температуру застывания —26 °С.

Углубленное исследование 50-градусных фракций нефти показало следующее.

Исходные 50-градусные фракции валенской нефти отличаются высокими значениями плотности и показателя преломления, имеют низкую температуру застывания. Содержание ароматических углеводородов резко увеличивается при переходе от низкокипящих фракций к высококипящим (3% во фракции 200—250 °С, 51% во фракции 400—500 °С).

Среднее число колец в молекуле (K_O) во фракциях достигает значительной величины (2,02 и 4,07 во фракциях 200—250 и 450—500 °С соответственно) в основном за счет нафтеновых колец (K_H для этих фракций 2,01 и 2,92 соответственно).

Парафино-нафтеновые углеводороды, полученные при адсорбционном разделении на силикагеле (АСК), отличаются высоким числом симметрии (S_w порядка 150) и низким значением интерцепта рефракции (r_i = 1,0327—1,0388), что доказывает присутствие значительного количества би- и полициклических нафтеновых углеводородов. Парафино-нафтеновые углеводороды, выделенные из фракций валенской нефти, отличаются низкой температурой застывания (значительно более низкой, чем у других исследованных нефтей), при этом парафино-нафтеновые углеводороды, выделенные из фракций валенской нефти, имеют, в отличие от углеводородов из других нефтей, более низкую температуру застывания, чем исходные фракции. Но самое основное отличие парафино-нафтеновых углеводородов, полученных из фракций валенской нефти, заключается в следующем: они не образуют комплекс с карбамидом. Это свидетельствует о том, что фракции валенской нефти практически не содержат парафиновых углеводородов нормального строения.

При разделении парафино-нафтеновых углеводородов валенской нефти на угле не наблюдается сколько-нибудь заметного разделения их на парафиновые углеводороды изостроения и нафтеновые, как это отмечалось для фракций других нефтей. Наблюдается лишь некоторое различие в температурах застывания выделенных фракций.

Ароматические углеводороды валенской нефти характеризуются, во-первых, невысоким содержанием серы как в исходных ароматических углеводородах (суммарно), так и в отдельных группах; во-вторых, ароматические углеводороды валенской нефти характеризуются большим содержанием нафтеновых колец в средней молекуле по сравнению с ароматическими углеводородами других нефтей; в-третьих, ароматические углеводороды валенской нефти содержат более короткие боковые цепи, чем ароматические углеводороды сернистых нефтей восточных районов СССР. Ароматические углеводороды I группы отличаются значениями интерцепта рефракции, характерными для нафтеновых углеводородов (1,0140—1,0505), что свидетельствует о преобладании нафтеновых колец в средней молекуле этих углеводородов. Число нафтеновых колец изменяется от фракции 250—300 °С к фракции 450—500 °С в пределах от 1,72 до 3,49, при одном ароматическом кольце в средней молекуле. Азотистые соединения концентрируются в основном в ароматических углеводородах IV группы, причем содержание азота увеличивается с повышением температуры кипения фракций.

299. Физико-химическая характеристика валенской нефти

Ярус	Глубина перфорации, *м*	ρ_4^{20}	*M*	ν_{30}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C	
						застывания с обработкой	вспышки в закрытом тигле
Сарматский ярус	450	0,9414	346	351,5	69,72	—20	46

Продолжение табл. 299

Содержание, %						Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
парафина	серы	азота	смол серно-кислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °C	до 350 °C
0,03	0,85	0,20	22	14,45	0,67	3,68	0,05	1,93	0,6	28,2

300. Разгонка валенской нефти по ГОСТ 2177—66

н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С					
	240	250	260	270	280	300
220	2	3	4	6	8	16

301. Изменение вязкости и относительной плотности валенской нефти в зависимости от температуры

Температура, °С	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
30	351,5	47,44	0,9356
40	147,7	19,74	0,9298
50	69,7	9,40	0,9240

302. Элементарный состав валенской нефти

Содержание, %				
C	H	O	S	N
86,78	11,81	0,36	0,85	0,20

303. Потенциальное содержание фракций валенской нефти

Отгоняется до температуры, °С	Выход (на нефть), вес. %		Отгоняется до температуры, °С	Выход (на нефть), вес. %	
	отдельных фракций	суммарный		отдельных фракций	суммарный
До 200	0,6	0,6	360	2,6	30,8
210	0,4	1,0	370	2,0	32,8
220	1,0	2,0	380	2,4	35,2
230	0,8	2,8	390	2,6	37,8
240	1,2	4,0	400	2,2	40,0
250	1,2	5,2	410	2,4	42,4
260	2,0	7,2	420	2,4	44,8
270	1,0	8,2	430	2,8	47,6
280	3,0	11,2	440	2,4	50,0
290	2,0	13,2	450	3,2	53,2
300	2,0	15,2	460	2,8	56,0
310	2,2	17,4	470	2,4	58,4
320	3,1	20,5	480	2,9	61,3
330	2,7	23,2	490	2,7	64,0
340	2,0	25,2	500	3,7	67,7
350	3,0	28,2	Остаток	32,3	100,0

304. Характеристика фракций валенской нефти, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	ν_{20}, *сст*	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции
			н. к.	10%	50%	90%			
н. к. (189)—200	0,6	0,8607	187	191	196	198	0,19	2,80	1,77

305. Характеристика керосиновых дистиллятов валенской нефти

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура вспышки, °С	Высота не коптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %					
н. к. (189)—280	11,2	0,8858	221	234	252	269	274	90	44	13	54	0,32	5,31
н. к.—300	15,2	0,8882	234	236	261	280	290	74	76	—	50	0,34	14,16

306. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций валенской нефти

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
н. к. (189)—200	3	97	—
200—250	5	89	6
250—300	21	55	24
200—300	16	65	19
н. к.—300	15	66	19

307. Характеристика дизельных топлив валенской нефти и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Фракционный состав, °С			ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива
			10%	50%	90%				застывания	помутнения	вспышки		
н. к. (189)—200	0,6	—	191	195	198	0,8607	2,80	—	<—60	—64	—	0,19	1,77
н. к.—230	2,8	—	212	219	226	0,8613	3,16	—	То же	—63	—	0,28	—
н. к.—280	11,2	36	234	252	270	0,8858	4,52	2,46	»	—62	44	0,32	5,31
н. к.—300	15,3	36	236	261	280	0,8882	6,08	2,88	»	—	76	0,34	14,16
н. к.—320	20,5	37	247	272	302	0,8910	7,45	3,23	»	—	85	0,37	31,86
н. к.—350	28,5	39	250	287	316	0,8986	10,47	4,29	»	—46	90	0,38	46,02

308. Характеристика мазутов и остатков валенской нефти

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
Мазут флотский 12	100,0	0,9414	9,4 ($ВУ_{50}$)	—	—20	135	0,85	3,68
Мазут топочный								
40	71,2	0,9565	8,0	4,23	—11	214	1,17	6,13
100	63,3	0,9601	13,0	5,73	—5	232	1,24	—
200	61,3	0,9615	14,5	6,50	—4	236	1,25	7,14
Остаток								
выше 300 °С	84,8	0,9500	5,12	2,63	—16	178	1,06	—
» 350 °С	71,8	0,9569	7,15	4,15	—12	182	1,17	—
» 400 °С	60,0	0,9612	—	6,80	—3	238	1,30	8,00
» 450 °С	46,8	0,9657	—	—	12	266	1,50	11,23

399. Групповой углеводородный состав дистиллятной части валенской нефти, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды				Суммарно, %	Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
						I группа		II и III группы			
				n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
200—250	4,6	0,8788	1,4735	1,4698—1,4750	95	1,4946—1,5170	5	—	—	5	—
250—300	10,0	0,8972	1,4850	1,4780—1,4842	79	1,4957—1,5262	21	—	—	21	—
300—350	13,0	0,9120	1,4978	1,4794—1,4849	64	1,4960—1,5270	9	1,5338—1,5585	27	36	—
350—400	11,8	0,9350	1,5150	1,4797—1,4905	50	1,4967—1,5275	10	1,5342—1,5877	39	49	1
400—450	13,2	0,9496	1,5244	1,4853—1,4909	46	1,4908—1,5295	15	1,5363—1,5882	37*	52	2
450—500	14,5	0,9611	1,5308	1,4860—1,4987 ($S_{F,C} = 98$)	43	1,4990—1,5298	16	1,5372—1,5888	38**	54	3

* В том числе 19% ароматических углеводородов IV группы (n_D^{20} 1,5955—1,6127).

** В том числе 21% ароматических углеводородов IV группы (n_D^{20} 1,5960—1,6130).

310. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть							
Фракция 350—450 °С	100,0	25,0	0,9426	1,5197	31,73	5,68	—6	—32	0,68
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,1	12,5	0,8964	1,4830	20,84	4,86	57,3	—36	0,03
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,8	14,7	0,9041	1,4880	22,56	5,05	52	—36	0,23
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	77,4	19,4	0,9170	1,4988	25,45	5,25	30,5	—36	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	98,0	24,5	0,9353	1,5189	30,37	5,60	—2	—29	—
Фракция 450—500 °С	100,0	14,5	0,9611	1,5308	323,4	21,46	—65,2	—8	0,91
Часть нафтено-парафиновых углеводородов	23,1	3,4	0,9094	1,4904	—	13,02	—	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,2	6,4	0,9108	1,4954	112,4	14,13	45,9	—23	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,1	8,3	0,9175	1,4996	118,0	14,45	41,9	—22	0,30
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	74,3	10,8	0,9272	1,5075	130,7	15,10	34,5	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	97,8	14,2	0,9552	1,5274	310,0	20,10	—60	—10	0,75

311. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Фракция 350—450 °С	20	43	63	37	0,80	2,30	3,10
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	57	57	43	0	3,15	3,15
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	54	56	44	0,05	2,85	2,90
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	6	57	63	37	0,30	2,90	3,20
Фракция 450—500 °С	22	38	60	40	1,15	2,90	4,05
Часть нафтено-парафиновых углеводородов	0	53	53	47	0	4,00	4,00
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	53	53	47	0	4,25	4,25
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	49	54	46	0,30	3,70	4,00

312. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов валенской нефти, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на остаток	на нефть									
Остаток выше 500 °С	100,0	32,3	0,9815	—	—	30,87 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	18	1,78
Часть парафино-нафтеновых углеводородов	17,2	5,6	0,8910	1,4868	169,6	23,28	7,28	96	0,8070	0	—
Парафино-нафтеновые углеводороды	24,0	7,8	0,8934	1,4892	—	24,50	7,40	—	0,8183	1	—
Парафино-нафтеновые углеводороды после депарафинизации*	20,0	6,5	0,9021	1,4901	231,3	28,61	8,09	89,9	0,8251	—26	0,07

* Получено 4,6% (считая на остаток), или 1,3% (считая на нефть), петролатума; температура плавления его 34 °С.

313. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел валенской нефти

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
350—450	25,0	0,8964	20,84	4,86	—	57,3	—	—36	50,1	12,5
450—500	14,5	0,9108	112,4	14,13	—	45,9	—	—23	44,2	6,4
Остаток выше 500	32,3	0,9021	231,3	28,61	8,09	89,9	0,9251	—26	20,0	6,5

314. Характеристика 50-градусных фракций валенской нефти

Показатели	Температура отбора, °С					
	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Выход (на нефть), %	4,6	10,0	13,0	11,8	13,2	14,5
Плотность ρ_4^{20}	0,8788	0,8972	0,9120	0,9350	0,9426	0,9611
Показатель преломления n_D^{20}	1,4735	1,4850	1,4978	1,5150	1,5244	1,5308
Молекулярный вес M	168	204	253	325	368	428
Температура застывания, °С	<—70	—58	—47	—32	—16	—8
Анилиновая точка, °С	55	57	61	64	73	81
Содержание серы, %	0,30	0,47	0,55	0,64	0,70	0,91
Дизельный индекс	35,4	34,4	32,6	28,4	29,4	27,0
Число симметрии S_w	—	162,7	179	203	206	212
Интерцепт рефракции r_i	1,0341	1,0364	1,0418	1,0475	1,0531	1,0534
Распределение углерода, %:						
C_A	1	4	12	18	21	22
C_H	82	72	55	43	34	38
$C_П$	17	24	33	39	45	40
Среднее число колец в молекуле						
K_A	0,01	0,11	0,36	0,73	1,12	1,15
K_O	2,02	2,31	2,55	3,06	3,13	4,07

315. Характеристика парафино нафтеновых углеводородов, выделенных из 50-градусных фракций валенской нефти адсорбционным методом на силикагеле

Показатели	Температура отбора, °С					
	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Выход (на фракцию), %	97	80	65	51	47	44
Плотность ρ_4^{20}	0,8765	0,8814	0,8816	0,8863	0,8986	0,9072
Показатель преломления n_D^{20}	1,4700	1,4745	1,4768	1,4800	1,4860	1,4924
Молекулярный вес М	169	208	258	330	400	480
Температура застывания, °С	<—70	—70	—60	—52	—40	—25
Анилиновая точка, °С	58	70	82	90	100	107
Содержание серы, %	Следы	Следы	Следы	Следы	Следы	Следы
Дизельный индекс	39,6	44,8	50,7	53,0	53,6	53,5
Число симметрии S_w	—	152	150	147	150	180
Интерцепт рефракции r_i	1,0327	1,0348	1,0360	1,0364	1,0367	1,0388
Распределение углерода, %						
C_H	85	73	62	57	54	53
$C_П$	15	27	38	43	46	47
Среднее число колец в молекуле						
K_H	2,09	2,27	2,42	2,67	3,41	4,11

316. Характеристика первой и последней фракций, полученных при адсорбционном разделении парафино-нафтеновых углеводородов валенской нефти на угле

Показатели	Температура отбора, °С					
	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Первая фракция						
Выход (на фракцию), %	12,8	6,3	5,4	5,3	5,8	5,9
Плотность ρ_4^0	0,8732	0,8738	—	0,8762	0,8929	0,9118
Показатель преломления n_D^{20}	1,4680	1,4714	—	1,4749	1,4828	1,4922
Молекулярный вес M	169	213	264	328	203	496
Температура застывания, °С	<—70	<—70	—68	—56	—47	—34
Анилиновая точка, °С	57	71,5	86	96	101	103,5
Число симметрии S_ω	>139	>146	136	139	—	140
Интерцепт рефракции r_i	1,0314	1,0345	—	1,0398	1,0363	1,0363
Распределение углерода, %						
C_H	84	68	50	46	52	55
$C_П$	16	32	50	54	48	45
Среднее число колец в молекуле K_H	2,07	2,07	—	2,26	3,29	4,36
Средняя эмпирическая формула	$C_{12,2}H_{22,4}$	—	—	$C_{23,6}H_{44,7}$	$C_{29,1}H_{54,8}$	$C_{35,8}H_{66,4}$
Гомологический ряд C_nH_{2n-x}	C_nH_{2n-2}	—	—	$C_nH_{2n-2,5}$	$C_nH_{2n-3,4}$	$C_nH_{2n-5,2}$
Последняя фракция						
Выход (на фракцию), %	6,4	9,0	5,0	6,0	9,2	9,0
Плотность ρ_4^0	0,8797	0,8861	0,9034	0,9167	0,9117	0,9072
Показатель преломления n_D^{20}	1,4760	1,4772	1,4870	1,4920	1,4905	1,4898
Молекулярный вес M	165	204	251	310	409	450
Температура застывания, °С	—67	—57	—45	—35	—28	—18
Анилиновая точка, °С	59,5	70,0	75,5	83	99,8	107
Число симметрии S_ω	152	156	156	157	149	139
Интерцепт рефракции r_i	1,0361	1,0342	1,0353	1,0337	1,0347	1,0362

Продолжение табл. 316

Показатели	Температура отбора, °С					
	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Распределение углерода, %						
$C_Н$	83	76	72	71	61	55
$C_П$	17	24	28	29	39	45
Среднее число колец в молекуле $K_Н$	2,0	2,35	2,76	3,46	3,89	3,95
Средняя эмпирическая формула	$C_{11,92}H_{21,83}$	$C_{14,72}H_{27,04}$	—	—	$C_{29,4}H_{54,8}$	$C_{32,4}H_{59,4}$
Гомологический ряд C_nH_{2n-x}	$C_nH_{2n-2,01}$	$C_nH_{2n-2,4}$	—	—	C_nH_{2n-4}	$C_nH_{2n-5,4}$

317. Характеристика ароматических углеводородов, выделенных из 50-градусных фракций валенской нефти адсорбционным методом на силикагеле

Показатели качеств	Температура отбора, °С					
	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Выход (на фракцию), %	3	20	34	46	49	51
Плотность ρ_4^0	0,9476	0,9529	0,9625	0,9810	0,9879	0,9931
Показатель преломления n_D^{20}	1,5252	1,5300	1,5350	1,5530	1,5582	1,5615
Молекулярный вес M	150	200	231	278	315	381
Температура застывания, °С	—	—60	—40	—18	—1	12
Содержание серы, %	—	—	1,12	1,30	1,35	1,50
Удельная дисперсия $S_{F,C}$	1,49	147	176	176	178	189
Интерцепт рефракции r_i	1,0514	1,0536	1,0537	1,0625	1,0643	1,0649

318. Характеристика отдельных групп ароматических углеводородов валенской нефти, полученных при адсорбционном разделении на окиси алюминия

Показатели	Температура отбора, С				
	200—300	300—350	350—400	400—450	450—500
I группа ароматических углеводородов					
Выход (на фракцию), %	14,3	20,5	17,8	18,5	18,6
Плотность ρ_4^{20}	0,9377	0,9320	0,9450	0,9408	0,9381
Показатель преломления n_D^{20}	1,5193	1,5165	1,5190	1,5165	1,5130
Молекулярный вес M	211	240	283	355	455
Содержание серы, %	0,27	0,32	0,37	0,49	0,53
Содержание азота, %	Следы	Следы	Следы	Следы	Следы
Удельная дисперсия $S_{F,C}$	147	137	136	125	112
Интерцепт рефракции r_i	1,0505	1,0505	1,0465	1,0461	1,0440
Средняя эмпирическая формула	$C_{15,6}H_{23,3}S_{0,0178}$	$C_{17,7}H_{27,2}S_{0,024}$	$C_{20,6}H_{32,5}S_{0,0326}$	$C_{25,8}H_{42,7}S_{0,0543}$	$C_{33,0}H_{56,2}S_{0,0752}$
Гомологический ряд C_nH_{2n-x}	$C_nH_{2n-7,9}$	$C_nH_{2n-8,2}$	$C_nH_{2n-8,7}$	$C_nH_{2n-9,1}$	$C_nH_{2n-9,8}$
II и III группы ароматических углеводородов					
Выход (на фракцию), %	5,7	11,5	20,2	16,6	16,0
Плотность ρ_4^{20}	0,9777	0,9928	0,9972	1,0012	0,9943
Показатель преломления n_D^{20}	1,5356	1,5590	1,5613	1,5627	1,5620
Молекулярный вес M	177	230	255	320	403
Содержание серы, %	—	1,29	1,60	1,40	1,50
Содержание азота, %	0,03	—	0,04	0,04	0,03
Удельная дисперсия $S_{F,C}$	152	184	186	182	193
Интерцепт рефракции r_i	1,0468	1,0626	1,0629	1,0621	1,0649
Средняя эмпирическая формула	$C_{12,7}H_{28,3}$	$C_{17,0}H_{22,2}S_{0,0925}$	$C_{18,8}H_{25,6}S_{0,128}$	$C_{23,5}H_{33,1}S_{0,140}$	$C_{29,4}H_{41,0}S_{0,189}$
Гомологический ряд C_nH_{2n-x}	$C_nH_{2n-7,1}$	$C_nH_{2n-11,1}$	C_nH_{2n-12}	$C_nH_{2n-13,9}$	$C_nH_{2n-17,8}$

Продолжение табл. 318

Показатели	Температура отбора, °С				
	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
IV группа ароматических углеводородов					
Выход (на фракцию), %	—	2,0	8,0	13,9	16,4
Плотность ρ_4^0	—	1,0362	1,0559	1,0707	1,0643
Показатель преломления n_D^{20}	—	1,5925	1,6155	1,6259	1,6230
Молекулярный вес M	—	210	243	270	308
Содержание серы, %	—	—	2,70	2,23	1,72
Содержание азота, %	—	0,05	0,08	0,26	0,45
Удельная дисперсия $S_{F,C}$	—	219	220	227	230
Интерцепт рефракции r_i	—	1,0744	1,0875	1,0906	1,0909
Средняя эмпирическая формула	—	—	$C_{18,0}H_{20,7}S_{0,205}N_{0,0139}$	$C_{20}H_{23}S_{0,188}N_{0,0139}$	$C_{22,9}H_{27,1}S_{0,163}N_{0,099}$
Гомологический ряд C_nH_{2n-x}	—	—	$C_nH_{2n-15,3}$	$C_nH_{2n-15,3}$	$C_nH_{2n-18,7}$

319. Характеристика валенской нефти применительно к получению из нее дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Содержание, %			2,5П	А + C_C	А + C_C — 2,5П
асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
0,67	14,45	0,03	0,08	15,12	15,04

320. Шифр валенской нефти согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Класс	Тип	Группа	Подгруппа	Вид
II	T_3	M_3	$П_2$	$П_1$

321. Разгонка (ИТК) валенской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный						застывания	вспышки	
1	н. к. (189)—228	2,72	2,72	0,8613	165	3,16	—	—	<—65	—	0,28
2	228—253	2,78	5,50	0,8802	—	4,52	2,42	1,15	То же	—	0,33
3	253—270	2,78	8,28	0,8900	—	5,02	2,83	1,38	»	—	—
4	270—280	2,90	11,18	0,8928	218	8,10	3,39	1,50	»	—	0,46
5	280—294	2,95	14,13	0,9011	—	10,13	3,74	1,70	»	—	—
6	294—310	3,24	17,37	0,9064	—	11,79	4,91	2,00	»	—	—
7	310—319	2,95	20,32	0,9120	246	18,82	5,90	2,21	—	—	—
8	319—330	2,90	23,22	0,9152	—	—	7,56	2,44	—59	—	0,55
9	330—343	2,90	26,12	0,9201	—	32,29	9,43	2,83	—48	—	—
10	343—357	2,95	29,07	0,9241	272	—	11,94	3,24	—40	—	—
11	357—368	3,06	32,13	0,9289	—	70,68	15,52	3,90	—34	—	—
12	368—380	3,06	35,19	0,9313	—	—	19,70	4,13	—30	—	0,65
13	380—394	3,01	38,20	0,9360	310	—	—	4,98	—27	—	—
14	394—406	2,95	41,15	0,9398	—	—	32,27	5,06	—23	—	—
15	406—418	3,18	44,33	0,9430	—	—	—	6,92	—20	—	—
16	418—431	3,29	47,62	0,9480	368	—	62,15	8,56	—16	—	0,70
17	431—442	3,13	50,75	0,9518	—	—	—	10,45	—14	—	—
18	442—453	3,69	54,44	0,9543	—	—	137,34	12,65	—12	212	—
19	453—468	3,29	57,73	0,9571	410	—	—	15,20	—8	222	—
20	468—480	3,58	61,31	0,9605	—	—	254,1	18,53	—5	228	0,85
21	480—494	3,13	64,44	0,9625	—	—	325,4	21,20	—2	233	—
22	494—500	3,29	67,73	0,9643	440	—	355,9	23,99	1	237	1,08
23	Остаток	32,27	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—

322. Характеристика остатков разной глубины отбора валенской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
32,27	0,9815	—	—	30,87	18	312	13,83	1,78
35,56	0,9723	—	—	—	16	292	—	—
38,69	0,9688	—	—	29,67	15	288	12,25	1,60
42,27	0,9672	—	—	—	12	278	—	—
49,25	0,9645	—	32,51	11,21	6	260	10,43	—
52,38	0,9636	—	—	10,15	4	255	—	—
55,67	0,9620	—	—	8,53	1	248	—	—
58,85	0,9610	—	—	7,20	—2	240	—	—
61,80	0,9600	—	14,25	6,28	—4	234	7,14	1,25
64,81	0,9590	—	12,03	5,38	—7	228	—	—
67,87	0,9582	—	9,78	4,72	—9	222	—	—
70,93	0,9575	—	8,24	4,22	—10	216	—	—
73,88	0,9569	45,56	7,09	3,93	—11	211	5,14	—
76,78	0,9545	—	6,32	3,50	—13	200	—	—
79,68	0,9536	—	5,78	3,22	—14	193	—	—
82,63	0,9513	—	5,35	2,65	—15	185	—	—
85,87	0,9499	22,68	5,05	2,48	—17	176	4,11	1,06
88,82	0,9477	14,93	—	—	—18	166	—	—
91,72	0,9469	12,20	—	—	—19	158	—	—
94,50	0,9448	10,83	—	—	—19	150	—	—
97,28	0,9425	10,05	—	—	—20	144	—	—
100,00	0,9414	9,40	2,33	1,57	—20	135	3,68	0,85

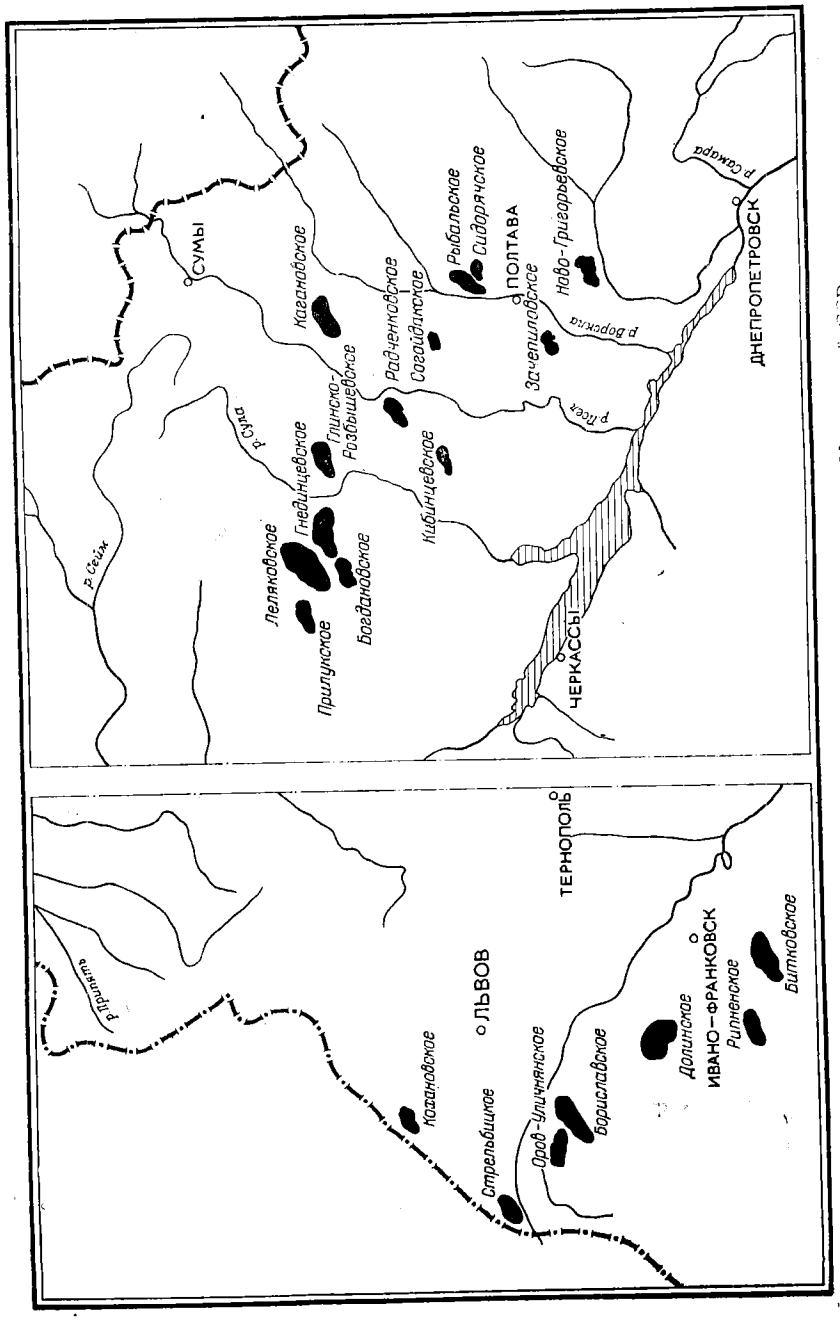

Рис. 7. Схема размещения нефтяных месторождений Украинской ССР.

На территории Украины добыча нефти сосредоточена в двух промысловых районах — Предкарпатье и Днепровско-Донецкой впадине.

В Предкарпатье в пределах Львовской и Ивано-Франковской областей все нефтяные месторождения располагаются вблизи крупных надвигов и сбросов.

Долинское месторождение расположено в зоне сочленения двух крупных тектонических элементов: Скибовой зоны Карпат и Предкарпатского прогиба. Основными разрабатываемыми горизонтами на Долинской площади являются отложения менилитовой свиты и отложения эоцена.

Битковское месторождение находится в полосе развития сильно дислоцированных пород палеогена и верхнего мела Скибовой зоны Карпат, надвинутых на отложения внутренней зоны Предкарпатского краевого прогиба и отличающихся как составом и возрастом слагающих их пород, так и характером тектонических форм.

Бориславское месторождение состоит из нескольких площадей, в том числе собственно Бориславской и Оров-Уличнянской. Основным нефтеносным горизонтом Бориславского месторождения является бориславский песчаник, относимый к верхам эоценовых отложений.

Днепровско-Донецкая впадина, в пределах которой располагается Восточно-Украинская и Днепровско-Донецкая нефтегазоносная области, на юго-востоке ограничена Украинским, а на севере и северо-востоке — Воронежским кристаллическим массивом.

В геологическом строении Днепровско-Донецкой впадины принимает участие комплекс осадочных образований от девона до юры включительно. Однако наибольшее число нефтегазопроявлений связано с отложениями нижнего и верхнего карбона и нижней перми.

В пределах Днепровско-Донецкой впадины известен ряд месторождений. Они подразделяются на три группы.

Первая группа объединяет наиболее крупные по величине запасов месторождения. Характерной отличительной чертой ее является наличие общего контакта нефть или газ — вода для всех продуктивных пластов данного месторождения. Образование их было возможно только при наличии в разрезе надежного экрана, мощность которого превышает амплитуду разрывных нарушений. Наиболее типичным представителем первой группы нефтяных месторождений является Гнединцевское, газовых — Шебелинское.

Ко второй группе относится большинство известных в настоящее время месторождений. Это многопластовые и обычно смешанные месторождения, в которых нефтяные и газовые залежи часто перемешиваются без всякой видимой закономерности. Среди месторождений этого типа встречаются самые разнообразные по величине запасов. Наиболее крупные обусловлены наличием в разрезе верхнекаменноугольных и нижнепермских осадков, среди которых широко развиты песчаные образования, обладающие прекрасными коллекторскими свойствами. Примерами могут служить Глинско-Розбышевское и Качановское месторождения.

Третья группа объединяет месторождения, в пределах которых залежи приурочены к отдельным местным ловушкам. Месторождения этой группы обладают сравнительно небольшими запасами и пригодны для эксплуатации только в совокупности с близлежащими крупными месторождениями.

К настоящему времени в пределах Днепровско-Донецкой впадины выполнен большой объем геолого-геофизических и научно-исследовательских работ, которые позволили более детально изучить геологию впадины и ее отдельных, наиболее перспективных зон, дать общую оценку перспектив нефтегазоносности и открыть целый ряд высокопродуктивных нефтяных и газовых месторождений.

Наиболее продуктивными месторождениями являются Гнединцевское, Леляковское, Качановское, Глинско-Розбышевское, Ново-Григорьевское, Рыбальское и Прилукское.

По физико-химической характеристике все исследованные нефти условно можно отнести к двум группам — высокопарафинистым и малопарафинистым. К группе высокопарафинистых относятся нефти Предкарпатья — долинская, битковская, оровская, уличнянская и нефти Днепровско-Донецкой впадины — прилукская, рыбальская, новогригорьевская. Содержание в них парафина с температурой плавления 49—52 °С составляет 8,0—17,5%. Остальные нефти следует отнести к группе парафинистых и малопарафинистых. Высокопарафинистые нефти являются малосернистыми с содержанием серы в пределах от 0,2 до 0,5%. В других нефтях содержание серы достигает 0,7%, и они классифицируются как нефти сернистые.

Описываемые нефти являются легкими с высоким содержанием бензиновых фракций и фракций, выкипающих до 350 °С.

По содержанию смол нефти различаются весьма существенно. Так, если в новогригорьевской нефти силикагелевых смол 3,7%, то в качановской их содержание достигает 16,4%.

Сравнительные данные по свойствам и химическому составу бензиновых фракций как сырья для процессов изомеризации и каталитического риформинга показывают, что по групповому углеводородному составу бензиновые фракции большинства нефтей различаются мало и характеризуются высоким содержанием нафтеновых углеводородов. В некоторых фракциях содержание нафтеновых углеводородов достигает 40—50% и более (фракция 95—122 °С леляковской нефти, фракции 95—122 и 122—150 °С гнединцевской нефти, фракции 60—95 и 95—122 °С битковской нефти и др.). Бензиновые фракции содержат мало серы, что делает их еще более благоприятным сырьем для процессов каталитической ароматизации и риформирования. Для сравнения можно указать, что аналогичные фракции большинства нефтей восточных районов страны и несортовые нефти Азербайджанской ССР содержат лишь 25—28% нафтеновых углеводородов.

Бензиновые фракции из рыбальской нефти богаты ароматическими углеводородами. Так, их содержание во фракциях 95—122 и 122—150 °С составляет 30 и 34% соответственно при содержании парафиновых углеводородов 20—30%. Содержание серы в бензинах очень низкое и не превышает 0,05 вес. %.

Октановые числа компонентов бензина различного фракционного состава изменяются от 50 до 70 пунктов по моторному методу без добавки ТЭС и характеризуются хорошей приемистостью к ТЭС.

Малосернистое топливо может быть получено из большинства украинских нефтей; из леляковской и глинско-розбышевской нефтей такое топливо может быть выработано при несколько облегченном фракционном составе за счет снижения конца кипения до 330—340 °С без ухудшения качества по вязкости и температуре вспышки.

Сырье для каталитического крекинга из всех украинских нефтей содержит мало серы, коксуемость и зольность его низкая. В этих фракциях из высокопарафинистых долинской, битковской, новогригорьевской, прилукской, рыбальской нефтей преобладают парафино-нафтеновые углеводороды, содержание которых достигает 68% и более; для других нефтей эта величина равна 55—60%. Содержание смолистых веществ в этих фракциях невелико и составляет от 1 до 4%. По своим свойствам и химическому составу фракции 350—500 °С из украинских нефтей являются благоприятным сырьем для каталитического крекинга.

Остатки от перегонки практически всех украинских нефтей могут служить лишь компонентами котельных топлив и флотских мазутов, так как температуры застывания у них достаточно высоки и в зависимости от глубины отгона изменяются от 20 до 45 °С и выше. Остатки выше 460 и 500 °С представляют интерес как сырье для коксования; в них содержится от 1 до 1,3% серы, коксуемость остатков равна 8,5—15%.

Из долинской, леляковской, гнединцевской и глинско-розбышевской нефтей можно получить дистиллятные базовые масла с индексом вязкости 85—95; их выход 4—5% для долинскй нефти и 15—20% для гнединцевской и глинско-розбышевской нефтей. Выход базовых остаточных масел с индексом вязкости 95—98 из леляковской, гнединцевской и глинско-розбышевской нефтей составляет от 3,7% (гнединцевская нефть) до 6,6% (леляковская нефть).

323. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Система, отдел, свита, ярус	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	d_4^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								с обработкой	без обработки		при 38 °C	при 50 °C
Район Предкарпатья УССР												
Долинская	Менилитовая свита и эоценовый отдел	—	Смесь	0,8476	206	—	4,08	20	24	—12	110	161
Битковская	Верхнемеловой отдел	—	»	0,8780	218	—	3,08	24	25	14	128	175
Оровская	Верхнемеловой отдел	—	»	0,8580	209	—	4,44	22	25	12	138	183
Уличнянская	Менилитовая свита	—	»	0,8270	201	10,08	2,70	17	20	9	140	195
Днепровско-Донецкая впадина												
Леляковская	Нижнепермский и каменноугольный отделы	—	»	0,8045	170	3,21	2,10	—15	—11	—55	830	1090
Гнединцевская	То же	1800—1767	3, 11, 25	0,8307	190	4,02	2,87	—25	—18	—13	790	950
Качановская	Пермская система	1500—1470	5, 8, 15	0,8430	209	13,90	5,70	—15	—7	—16	301	420
Глинско-розбышевская	То же	1917—1853	12, 18	0,8400	220	8,10	4,00	—20	—15	3	310	410
Прилукская	Визейский ярус	—	Смесь	0,8254	219	22,10	7,78	—2	—1	—18	280	369
Рыбальская	Каменноугольная система	—	»	0,8427	216	7,59	3,16	10	8	—8	350	480
Новогригорьевская	Визейский ярус	—	»	0,8143	248	4,92	2,40	12	14	—4	135	186

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Выход фракции, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °С	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °С	до 350 °С
Предкарпатье УССР												
Долинская	10,0	52	0,20	0,18	18	14,3	0,64	2,05	1,600	0,08	28,6	53,2
Битковская	17,5	51	0,50	0,12	30	8,2	1,80	3,00	0,260	0,08	16,6	35,3
Оровская	8,0	53	0,55	0,07	18	7,2	1,00	2,30	0,301	0,19	24,6	54,0
Уличнянская	9,2	52	0,38	0,04	10	7,0	0,40	1,50	0,004	0,24	33,2	61,4
Днепровско-Донецкая впадина												
Леляковская	2,3	49	0,70	0,09	9	5,1	0,94	1,30	0,003	0,02	35,2	63,2
Гнединцевская	2,0	51	0,47	0,07	18	10,2	0,99	1,50	0,006	0,12	32,1	57,4
Качановская	1,3	51	0,70	0,11	20	16,4	0,07	1,70	0,170	0,25	32,3	57,3
Глинско-розбышевская	1,2	52	0,70	0,12	30	10,4	0,43	1,20	0,090	0,02	22,1	53,4
Прилукская	10,0	52	0,41	0,06	13	7,2	0,15	1,10	0,068	0,02	24,0	51,1
Рыбальская	13,0	48	0,30	0,03	7	5,8	0,07	1,60	0,060	0,01	32,5	69,5
Новогригорьевская	11,0	38	0,10	0,02	4	3,7	0	0,43	0,004	0,02	29,2	69,9

324. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
Долинская	28	16	20	23	24	28	30	35	37	39	42	45
Битковская	36	12	14	15	16	19	20	22	24	27	30	35
Оровская	77	8	13	15	17	21	25	29	36	39	41	45
Уличнянская	59	15	20	22	25	29	33	37	42	46	51	56
Леляковская	29	24	28	30	34	36	43	45	48	55	57	60
Гнединцевская	29	20	25	27	30	33	38	40	42	45	50	55
Качановская	38	20	22	25	27	32	35	38	42	45	48	50
Глинско-розбышевская	40	15	17	20	23	28	32	36	40	42	48	52
Прилукская	42	10	16	17	20	23	28	33	35	40	45	48
Рыбальская	32	16	20	23	28	34	35	40	44	45	58	60
Новогригорьевская	40	15	18	20	23	28	31	35	40	48	53	57

325. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	ν_{10}	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Долинская	—	—	7,30	5,16	4,08
Битковская	—	—	12,30	6,21	3,80
Оровская	—	—	10,03	5,42	4,44
Уличнянская	—	10,08	4,80	3,60	2,70
Леляковская	4,55	3,21	2,71	2,25	2,10
Гнединцевская	4,98	4,02	3,51	3,12	2,87
Качановская	18,80	13,90	10,85	8,12	5,70
Глинско розбышевская	11,02	8,90	6,60	3,23	4,00
Прилукская	—	22,10	19,00	9,87	7,78
Рыбальская	—	7,59	5,66	3,91	3,16
Новогригорьевская	—	4,92	3,74	2,95	2,40

326. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	$ВУ_{10}$	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Долинская	—	—	1,60	1,41	1,30
Битковская	—	—	2,08	1,50	1,27
Оровская	—	—	1,86	1,42	1,33
Уличнянская	—	1,87	1,38	1,25	1,17
Леляковская	1,34	1,21	1,17	1,13	1,11
Гнединцевская	1,39	1,29	1,24	1,21	1,19
Качановская	2,81	2,25	1,94	1,68	1,45
Глинско-розбышевская	1,96	1,75	1,54	1,41	1,29
Прилукская	—	3,20	2,83	1,85	1,65
Рыбальская	—	1,63	1,45	1,28	1,22
Новогригорьевская	—	1,38	1,26	1,20	1,14

327. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	Плотность ρ_4^t				
	при 10 °С	при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Долинская	—	0,8476	0,8405	0,8320	0,8262
Битковская	—	0,8780	0,8713	0,8645	0,8578
Оровская	—	0,8580	0,8510	0,8441	0,8371
Уличнянская	—	0,8270	0,8196	0,8133	0,8048
Леляковская	0,8121	0,8045	0,7969	0,7893	0,7816
Гнединцевская	0,8379	0,8307	0,8235	0,8162	0,8090
Качановская	0,8501	0,8430	0,8359	0,8288	0,8217
Глинско-розбышевская	0,8471	0,8400	0,8329	0,8258	0,8187
Прилукская	0,8328	0,8254	0,8180	0,8107	0,8033
Рыбальская	0,8498	0,8427	0,8356	0,8285	0,8210
Новогригорьевская	—	0,8148	0,8068	0,7993	0,7918

328. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Долинская	84,40	14,50	0,72	0,20	0,18
Битковская	84,72	14,10	0,56	0,50	0,12
Оровская	84,66	14,15	0,57	0,55	0,07
Уличнянская	84,60	14,41	0,57	0,38	0,04
Леляковская	85,80	12,95	0,46	0,70	0,09
Гнединцевская	85,60	13,40	0,46	0,47	0,07
Качановская	85,74	13,12	0,33	0,70	0,11
Глинско-розбышевская	85,43	13,40	0,35	0,70	0,12
Прилукская	84,90	14,09	0,54	0,41	0,06
Рыбальская	84,61	14,90	0,37	0,10	0,02

329. Содержание ванадия в нефтях

Нефть	Содержание ванадия, вес. %	Нефть	Содержание ванадия, вес. %
Долинская	0,00035	Качановская	0,00059
Битковская	0,00023	Глинско-розбышевская	0,00080
Оровская	0,00041	Прилукская	0,00017
Уличнянская	0,00052	Рыбальская	0,00060
Леляковская	0,00040	Новогригорьевская	0,00023
Гнединцевская	0,00038		

330. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть) %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Долинская нефть							
До C_4	0,43	0,2	8,0	21,8	70,0	—	—
До C_5	0,80	0,1	4,4	12,1	37,5	18,9	27,0
Битковская нефть							
До C_4	0,48	0,2	0,7	24,4	68,2	—	—
До C_5	0,80	0,1	4,4	15,0	41,6	18,6	20,3
Оровская нефть							
До C_4	0,65	0,4	8,5	29,4	61,7	—	—
До C_5	1,20	0,2	4,6	16,0	33,2	16,8	29,2
Уличнянская нефть							
До C_4	0,70	0,4	7,9	27,5	64,2	—	—
До C_5	1,30	0,2	4,6	14,8	34,5	16,1	29,8
Леляковская нефть							
До C_4	2,92	0,4	18,3	16,3	65,0	—	—
До C_5	6,50	0,2	8,1	7,4	29,2	26,2	28,9
Гнёдинцевская нефть							
До C_4	4,70	0,9	32,8	16,6	49,0	—	—
До C_5	6,60	0,9	23,4	11,8	34,9	14,8	14,4
Качановская нефть							
До C_4	1,23	1,8	22,5	17,0	58,7	—	—
До C_5	1,60	1,4	17,3	13,0	45,4	8,0	14,9
Глинско-розбышевская нефть							
До C_4	1,25	6,6	40,0	13,9	39,5	—	—
До C_5	1,70	4,9	29,4	10,2	29,1	10,0	16,4
Прилукская нефть							
До C_4	0,72	0,2	7,6	22,5	69,7	—	—
До C_5	1,30	0,1	4,2	12,5	38,7	20,9	23,6
Рыбальская нефть							
До C_4	2,30	0	8,6	18,0	73,4	—	—
До C_5	3,40	0	6,8	12,2	48,5	18,3	14,2
Новогригорьевская нефть							
До C_4	0,68	0	23,3	16,7	60,0	—	—
До C_5	0,90	0	17,6	12,6	45,3	14,8	9,7

Примечание. Сероводород в нефтях отсутствует.

331. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Долинская	Битковская	Оровская	Уличнянская	Ледниковская	Гнетинцевская	Качановская	Глинско-розбышевская	Прилукская	Рыбальская	Новогригорьевская
28 (Газ до C_4)	0,4	0,5	0,6	0,7	2,9	4,7	1,2	1,2	0,7	2,3	0,7
60	2,5	2,0	2,4	7,2	6,5	4,9	6,5	2,2	3,0	4,5	2,4
62	2,7	2,8	2,5	7,5	6,7	5,0	6,7	2,3	3,2	4,8	2,6
70	6,0	3,7	3,8	8,2	8,1	5,2	7,3	2,5	4,6	5,5	2,8
80	7,5	4,6	7,7	9,1	10,0	7,5	8,5	4,0	7,0	8,1	3,8
85	8,0	5,4	8,2	10,5	10,8	8,5	9,0	6,9	7,5	8,3	4,4
90	8,8	6,6	8,7	10,8	12,0	9,5	9,8	8,0	8,0	8,5	5,0
95	10,0	7,5	9,0	12,0	13,5	11,0	11,0	8,7	8,5	9,7	6,1
100	11,2	8,5	9,3	13,1	15,5	12,5	12,3	9,5	9,0	11,0	7,5
105	12,1	9,0	9,5	14,5	17,0	14,0	13,3	10,7	9,2	12,3	8,8
110	13,0	9,6	9,8	15,0	18,5	15,5	14,7	11,9	9,5	13,5	10,3
120	14,6	10,0	10,8	17,3	20,5	18,5	17,3	13,8	9,9	15,2	12,2
122	14,9	10,3	11,1	17,5	21,1	19,4	18,0	14,2	10,2	15,5	12,5
130	15,6	10,8	12,7	19,9	22,5	20,7	19,0	15,5	12,0	17,0	14,8
140	18,5	11,0	15,0	22,0	25,5	23,0	20,8	16,8	14,8	19,6	16,5
145	19,2	11,7	16,1	22,6	26,5	24,3	21,6	18,2	15,2	20,5	17,2
150	20,2	12,1	17,0	23,9	28,2	25,5	22,4	19,5	15,5	21,6	18,2
160	21,7	13,1	18,0	25,7	29,4	28,0	24,1	21,8	17,1	24,4	20,1
170	23,2	14,3	20,1	28,0	31,0	29,9	26,3	23,6	18,5	28,5	22,9
180	25,6	15,0	21,8	30,0	32,8	30,9	29,1	25,7	20,0	30,0	25,0
190	27,0	15,8	23,3	31,6	34,5	32,8	31,1	27,8	23,2	31,0	26,5
200	28,6	16,6	24,6	33,2	39,2	35,1	32,1	30,8	25,0	32,5	28,5
210	29,9	17,5	26,3	34,8	40,7	35,8	33,9	32,5	26,9	34,2	31,2
220	31,3	18,9	28,2	37,0	42,2	36,2	35,4	34,0	29,0	37,0	33,5
230	31,9	20,4	29,7	38,0	43,6	37,5	36,8	34,9	30,0	38,1	36,4
240	32,3	21,5	31,1	39,8	44,1	38,2	38,2	35,9	32,0	39,0	39,0
250	33,9	22,1	32,4	41,3	46,7	40,0	39,5	36,8	34,7	41,9	41,8
260	35,5	23,9	34,9	43,5	48,0	41,4	40,8	37,8	37,0	42,1	45,0
270	38,0	25,8	36,8	45,9	49,3	44,5	42,5	40,6	38,5	47,5	47,4
280	40,0	27,5	39,5	48,2	50,8	45,6	43,5	43,4	40,5	53,1	51,0
290	42,0	28,1	41,8	50,2	53,3	47,0	44,8	46,3	41,1	53,5	53,0
300	43,8	29,6	45,1	52,7	56,4	48,3	46,7	49,1	43,6	55,3	55,7
310	46,2	29,8	47,4	55,0	59,5	50,0	49,4	51,8	46,5	57,0	57,5
320	48,6	30,0	48,8	57,3	60,5	53,1	51,4	52,7	49,3	59,1	60,0
330	50,0	32,0	50,7	58,8	61,7	54,5	53,0	54,6	50,0	62,0	61,3
340	51,5	34,8	52,9	60,5	62,8	56,0	55,0	55,5	52,0	65,5	58,1
350	53,2	35,7	54,0	61,4	64,9	57,4	57,4	58,4	55,6	69,0	71,9
360	55,0	36,5	55,1	62,3	66,2	58,5	59,4	60,0	57,1	71,3	73,5
370	56,1	38,2	56,4	63,8	67,5	60,0	60,9	61,4	58,2	73,6	74,3
380	57,0	40,0	58,1	64,9	69,0	61,1	62,0	64,9	59,5	75,5	75,2
390	58,2	42,3	60,4	68,7	71,0	63,5	63,1	68,0	61,3	77,6	76,2
400	59,0	45,0	62,5	71,8	72,0	65,0	64,1	72,3	62,1	79,5	77,7
410	59,5	46,5	65,3	73,4	72,8	66,7	66,7	72,6	62,9	80,2	79,4
420	60,2	48,0	67,2	74,9	73,5	69,5	67,6	72,9	63,6	81,0	80,9
430	61,0	49,6	69,2	77,0	74,7	71,5	69,0	73,1	64,0	81,7	82,4
440	62,0	51,0	72,0	79,4	76,0	73,5	71,0	74,0	67,4	83,3	83,8
450	63,5	52,5	74,6	81,9	77,0	75,3	72,8	74,6	68,8	84,0	85,6
460	65,0	53,3	76,6	82,3	78,0	76,7	73,5	75,0	70,4	84,8	86,4
470	66,6	54,1	78,7	84,5	78,9	78,1	74,6	75,2	71,6	85,2	87,2
480	68,0	55,0	81,2	88,1	80,0	79,0	75,5	75,5	72,7	85,4	88,0
490	69,2	—	81,5	—	81,5	80,1	75,8	77,0	76,1	86,1	88,5
500	70,5	—	81,8	—	83,0	81,2	76,1	79,4	—	86,8	89,6

332. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на *кг* фракции		
Долинская нефть											
28—85	7,6	0,6840	34	48	66	83	0,005	72,4	82,0	—	572
28—100	10,8	0,6935	34	52	70	95	0,005	70,5	81,0	—	450
28—110	12,6	0,7015	40	56	78	100	0,008	70,0	81,0	—	420
28—120	14,2	0,7110	41	59	86	106	0,011	68,7	79,2	—	394
28—130	15,2	0,7180	43	63	94	115	0,010	65,0	78,0	0,20	—
28—140	18,1	0,7200	45	65	100	125	0,011	64,0	78,0	—	—
28—150	19,8	0,7240	45	68	100	130	0,012	63,7	70,5	0,21	316
28—160	21,3	0,7300	46	70	115	150	0,012	60,0	69,0	—	280
28—170	22,8	0,7390	46	73	117	155	0,012	58,0	69,0	0,30	—
28—180	25,2	0,7400	47	75	114	157	0,012	56,6	69,0	—	251
28—190	26,6	0,7480	51	83	125	179	0,015	53,5	65,0	—	—
28—200	28,2	0,7570	55	89	135	190	0,020	50,0	62,0	0,40	170
Битковская нефть											
28—85	4,9	0,6990	48	58	68	78	0,006	71,3	82,5	—	365
28—100	8,0	0,7130	48	62	72	93	0,006	70,0	80,0	—	—
28—110	9,1	0,7190	52	65	80	105	0,008	70,0	79,0	—	300
28—120	9,5	0,7300	56	72	85	118	0,008	65,0	74,0	0,20	—
28—130	10,3	0,7400	60	85	90	123	0,008	62,0	74,0	—	250
28—140	10,5	0,7470	68	90	98	130	0,009	58,5	68,5	—	—
28—150	11,6	0,7550	79	104	119	140	0,009	53,6	67,5	0,29	178
28—160	12,6	0,7650	70	105	128	152	0,009	50,5	65,0	—	—
28—170	13,8	0,7680	70	110	130	158	0,012	50,0	63,0	—	150
28—180	14,5	0,7700	60	112	132	169	0,015	48,0	60,0	0,30	—
28—190	15,3	0,7730	63	115	135	185	0,015	48,0	60,0	—	—
28—200	16,1	0,7760	65	118	140	195	0,018	46,5	60,0	0,31	140
Оровская нефть											
28—85	7,6	0,7402	32	45	67	80	—	68,0	81,0	—	495
28—100	8,7	0,7440	38	50	72	91	—	67,5	81,0	—	450
28—110	9,2	0,7490	45	60	82	105	Следы	62,0	75,0	0,35	—
28—120	10,2	0,7550	51	75	108	118	»	58,0	70,0	—	—
28—130	12,1	0,7595	52	82	115	123	0,003	57,0	70,0	0,40	298
28—140	14,4	0,7604	54	85	120	135	0,004	57,0	70,0	—	—
28—150	16,4	0,7650	59	90	128	139	0,004	55,5	69,5	—	250
28—160	17,4	0,7685	61	93	135	142	0,004	52,0	63,0	0,62	—
28—170	19,5	0,7709	63	102	140	161	0,006	49,5	58,5	—	193
28—180	21,2	0,7748	65	110	148	171	0,006	49,0	57,0	—	—
28—190	22,7	0,7768	68	112	150	175	0,007	47,0	57,0	0,80	170
28—200	24,0	0,7795	70	115	155	189	0,010	45,0	56,0	1,10	155
Уличнянская нефть											
28—85	9,8	0,6715	38	45	57	71	—	66,0	78,0	—	520
26—100	12,4	0,6850	38	48	60	85	—	61,0	71,5	—	—
28—110	14,3	0,6880	40	50	65	98	—	61,0	70,0	0,42	480
28—120	16,6	0,6960	41	53	70	105	Следы	60,5	70,0	—	—
28—130	19,2	0,7060	41	55	78	120	»	58,0	69,5	—	—
28—140	21,3	0,7030	45	58	85	129	0,006	57,0	69,0	—	340

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без TSC	с 0,6 *г* TSC на *кг* фракции		
28—150	23,2	0,7090	50	64	98	145	0,007	55,0	69,0	0,70	—
28—160	25,0	0,7135	50	70	105	151	0,010	55,0	69,0	—	—
28—170	27,3	0,7156	58	78	118	159	0,010	51,0	63,5	—	220
28—180	29,3	0,7180	62	85	130	175	0,012	48,5	60,5	1,10	200
28—190	30,9	0,7233	62	90	131	181	0,012	47,0	60,0	1,30	180
28—200	32,5	0,7250	60	91	140	191	0,012	47,0	60,0	1,30	175
Леляковская нефть											
28—85	7,9	0,7000	32	48	59	78	—	69,0	79,0	—	660
28—100	12,6	0,7030	34	52	65	90	Следы	68,5	80,0	—	—
28—110	15,6	0,7080	36	52	65	105	0,008	68,5	80,0	0,20	—
28—120	17,6	0,7100	40	58	72	112	0,010	65,0	76,0	—	420
28—130	19,6	0,7145	44	65	75	125	0,018	60,0	71,0	0,20	—
28—140	22,6	0,7160	44	65	78	129	0,025	60,0	70,5	0,[illegible]0	—
28—150	25,3	0,7210	50	68	82	145	0,025	58,0	70,5	0,35	—
28—160	26,5	0,7255	51	75	95	151	0,030	58,0	70,5	0,[illegible]5	360
28—170	28,1	0,7295	55	80	115	159	0,025	57,5	68,0	0,42	—
28—180	29,3	0,7320	62	82	125	168	0,040	59,0	71,0	0,45	250
28—190	31,6	0,7405	65	85	140	182	0,045	57,5	71,0	0,50	130
28—200	36,3	0,7500	65	90	145	189	0,055	56,0	68,0	0,50	125
Гнединцевская нефть											
28—85	3,8	0,6700	32	45	60	75	0	71,0	79,0	—	560
28—100	7,8	0,6800	34	50	70	85	0	67,5	80,0	—	—
28—110	10,8	0,6905	42	65	82	98	—	63,0	69,0	0,10	—
28—120	13,8	0,7115	58	78	90	126	0	60,5	69,0	—	4[illegible]0
28—130	16,0	0,7195	59	80	95	130	0	57,5	68,5	0,18	—
28—140	18,3	0,7240	60	81	105	135	—	57,0	66,0	0,22	—
28—150	20,8	0,7300	61	84	109	139	—	56,8	66,0	0,30	380
28—160	23,3	0,7340	63	87	113	147	Следы	55,5	66,0	0,45	290
28—170	25,2	0,7398	64	85	115	150	»	54,0	65,5	0,80	220
28—180	26,2	0,7409	65	88	118	149	0,001	53,7	65,0	0,85	156
28—190	28,1	0,7449	67	90	126	162	0,001	52,0	63,0	1,10	136
28—200	30,4	0,7500	68	92	128	171	0,001	51,5	63,0	1,10	128
Качановская нефть											
28—85	7,8	0,6900	32	45	60	71	0	72,0	80,0	—	485
28—100	11,1	0,6940	36	50	62	85	0	70,5	80,0	—	—
28—110	13,5	0,6995	40	55	65	93	0	68,0	79,0	—	—
28—120	16,1	0,7059	42	62	71	108	—	64,5	75,5	0,55	320
28—130	17,8	0,7085	45	68	75	108	Следы	63,0	75,0	0,70	—
28—140	19,6	0,7135	45	69	78	123	—	62,0	74,0	0,70	—
28—150	21,2	0,7179	52	75	82	130	0,006	61,5	73,0	0,70	280
28—160	22,9	0,7250	55	79	89	135	0,004	61,0	71,5	0,85	—
28—170	25,1	0,7283	55	83	98	151	0,010	60,0	71,0	1,20	250
28—180	27,9	0,7309	62	90	110	160	—	59,0	66,0	1,40	190
28—190	29,9	0,7369	72	96	120	167	0,010	59,0	65,5	1,30	172
28—200	31,2	0,7450	85	106	131	178	0,010	58,0	65,0	1,45	95

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 8 С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на *кг* фракции		
Глинско-розбышевская нефть											
28—85	5,7	0,6719	47	55	66	85	—	65,0	76,0	—	439
28—100	8,3	0,6800	49	60	70	90	Следы	—	—	0,50	—
28—110	10,7	0,6995	54	68	85	98	—	60,5	72,5	—	—
28—120	12,6	0,7218	58	74	93	115	0,012	54,0	69,0	0,64	275
28—130	14,3	0,7275	60	76	100	120	0,015	—	—	0,70	—
28—140	15,6	0,7290	66	80	105	128	0,020	53,0	65,0	—	—
28—150	18,3	0,7320	73	85	112	136	0,028	52,0	65,0	0,86	183
28—160	20,6	0,7406	75	88	115	143	0,030	—	—	0,86	—
28—170	22,4	0,7444	76	96	120	155	0,035	49,5	62,0	0,87	—
28—180	24,5	0,7517	77	104	124	165	0,050	48,0	62,0	0,88	135
28—190	26,6	0,7567	77	104	128	170	—	45,5	60,5	—	—
28—200	29,6	0,7607	77	108	136	179	0,065	42,0	58,5	0,92	116
Прилукская нефть											
28—85	6,8	0,6642	43	53	69	85	Следы	60,0	71,0	—	426
28—100	8,3	0,6750	44	55	75	95	—	—	—	0,40	—
28—110	8,8	0,6900	45	61	85	105	—	55,5	67,0	—	—
28—120	9,2	0,7174	46	69	90	116	0,012	53,0	65,0	0,50	281
28—130	11,3	0,7200	47	72	95	125	—	—	—	0,50	—
28—140	14,1	0,7209	46	75	99	130	—	—	—	—	—
28—150	14,8	0,7214	47	75	106	137	0,021	50,3	62,5	—	238
28—160	16,4	0,7229	48	76	110	145	0,025	48,5	62,0	0,85	—
28—170	17,8	0,7253	48	77	115	158	0,030	45,0	60,0	0,87	—
28—180	19,3	0,7284	50	78	124	167	0,032	43,0	58,5	—	142
28—190	22,5	0,7309	52	80	130	173	0,035	40,0	52,5	1,10	—
28—200	24,3	0,7384	53	84	138	188	0,038	38,0	49,5	1,15	115
Рыбальская нефть											
28—85	6,0	0,7245	34	64	75	90	—	71,0	83,0	—	325
28—100	8,7	0,7315	34	70	80	100	—	69,0	80,0	0,10	300
28—110	11,2	0,7400	35	75	89	109	—	68,0	80,0	—	250
28—120	12,9	0,7532	35	82	99	118	0,0012	65,5	78,5	0,18	224
28—130	14,7	0,7573	37	88	100	125	—	60,5	75,0	0,20	—
28—140	17,3	0,7599	39	90	108	132	—	58,0	65,0	—	180
28—150	19,3	0,7648	40	93	114	139	0,006	57,5	65,0	0,22	168
28—160	22,1	0,7675	41	99	120	145	—	55,0	63,5	0,30	140
28—170	26,2	0,7701	42	100	125	157	—	54,5	63,0	—	—
28—180	27,7	0,7752	46	104	133	162	0,008	54,0	63,0	0,43	102
28—190	28,7	0,7789	48	105	135	179	—	50,0	60,5	—	—
28—200	30,2	0,7832	50	108	136	186	0,014	48,0	59,0	0,64	81
Новогригорьевская нефть											
28—85	3,7	0,6860	45	55	65	81	0	64,0	78,0	—	495
28—100	6,8	0,6980	50	60	70	90	Следы	—	—	0,50	—
28—110	9,6	0,7150	56	68	80	98	»	—	—	0,60	—
28—120	11,5	0,7233	62	78	93	107	0,012	59,5	69,0	1,63	302
28—130	14,1	0,7340	65	82	105	115	0,015	—	—	1,80	250
28—140	15,8	0,7431	70	86	107	120	0,025	—	—	2,00	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на *кг* фракции		
28—150	17,5	0,7557	77	90	113	128	0,030	54,0	65,5	2,12	169
28—160	19,4	0,7590	80	93	115	135	0,040	—	—	2,41	150
28—170	22,2	0,7610	83	95	120	145	0,040	50,0	60,0	1,90	130
28—180	24,3	0,7635	86	97	127	163	0,041	48,5	60,0	1,95	126
28—190	25,8	0,7690	91	105	135	175	0,045	—	—	2,21	109
28—200	27,8	0,7725	95	110	140	185	0,048	43,0	56,5	2,50	101

333. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Долинская нефть								
28—60	2,1	0,6300	—	—	—	—	—	—
60—95	7,5	0,6903	—	6	45	49	20	29
95—122	4,9	0,7585	—	24	34	42	20	22
122—150	5,3	0,7685	—	24	24	52	25	27
150—200	8,4	0,7897	—	24	29	47	25	22
28—200	28,2	0,7570	—	26	32	42	20	22
Битковская нефть								
28—60	1,5	0,7000	—	—	—	—	—	—
60—95	5,5	0,7250	—	5	48	47	—	—
95—122	2,8	0,7478	—	10	45	45	4	41
122—150	1,8	0,7695	—	16	35	49	9	40
150—200	4,5	0,7886	—	23	43	34	13	21
28—200	16,1	0,7760	—	25	33	42	20	22
Оровская нефть								
28—60	1,8	0,6808	1,3895	—	—	—	—	—
60—95	6,6	0,7230	1,4072	4	30	66	34	32
95—122	2,1	0,7410	1,4154	8	27	65	30	35
122—150	5,9	0,7660	1,4280	14	30	56	25	31
150—200	7,6	0,7905	1,4400	28	32	40	18	22
28—200	24,0	0,7795	—	—	—	—	—	—
Уличнянская нефть								
28—60	6,5	0,7000	1,3715	—	—	—	—	—
60—95	4,8	0,7230	1,3960	2	30	68	39	29
95—122	5,5	0,7425	1,4156	5	35	60	27	33
22—150	6,4	0,7653	1,4315	10	35	55	27	28
150—200	9,3	0,7870	1,4402	25	35	40	18	22
128—200	32,5	0,7250	—	15	35	50	24	26

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Леляковская нефть								
28—60	3,6	0,6815	1,3709	0	2	98	60	38
60—95	7,0	0,7220	1,4029	6	34	60	28	32
95—122	7,6	0,75[illegible]0	1,4171	10	41	49	25	24
122—150	7,1	0,7685	1,4[illegible]0	21	25	54	26	28
150—200	11,0	0,8000	1,4452	23	28	49	24	25
28—200	36,3	0,7500	—	20	27	53	24	29
Гнединцевская нефть								
28—60	0,2	0,6800	1,3729	0	4	96	49	47
60—95	6,1	0,7000	1,[illegible]990	4	37	59	29	30
95—122	8,4	0,7400	1,4160	10	49	41	20	21
122—150	6,1	0,7620	1,43[illegible]0	18	48	34	17	17
150—200	9,6	0,7900	1,44[illegible]0	25	35	40	18	22
28—200	30,4	0 7500	—	—	—	—	—	—
Качановская нефть								
28—60	5,3	—	—	0	5	95	53	42
60—95	4,5	0,7220	—	8	35	57	29	28
95—122	7,0	0,7400	—	11	38	51	24	27
122—150	4,4	0,7550	—	15	33	52	25	27
150—200	10,0	0,7805	—	18	35	47	23	24
28—200	31,2	0,7450	—	13	35	52	—	—
Глинско-розбышевская нефть								
28—60	1,0	0,6600	—	0	8	92	47	45
60—95	6,5	0,7279	—	10	38	52	26	26
95—122	5,5	0,7500	—	14	35	51	25	26
122—150	5,3	0,7715	1,4350	25	22	53	25	28
150—200	11,3	0,7900	1,4400	15	30	55	26	29
28—200	29,6	0,7607	—	—	—	—	—	—
Прилукская нефть								
29—60	2,3	0,6380	—	0	2	98	51	47
60—95	5,5	0,6871	—	4	18	78	42	36
95—122	1,7	0,7300	1,4180	8	23	69	34	35
122—150	5,3	0,7532	1,4200	11	24	65	30	35
150—200	9,5	0,7620	1,4280	14	25	61	30	31
28—200	24,3	0,7384	—	—	—	—	—	—
Рыбальская нефть								
28—60	2,2	0,6730	1,3902	0	20	80	42	38
60—95	5,2	0,7498	1,4190	21	47	32	—	—
95—122	5,8	0,7800	1,4360	30	49	21	12	9
122—150	6,1	0,7900	1,4451	34	35	31	18	13
150—200	10,9	0,8050	1,4490	34	36	30	16	14
28—200	30,2	0,7832	—	30	42	28	15	13

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Новогригорьевская нефть								
28—60	1,7	0,6800	1,3800	0	25	75	42	33
60—95	3,7	0,7184	1,4030	9	47	44	28	16
95—122	6,4	0,7500	1,4222	12	35	53	17	36
122—150	5,7	0,7780	1,4350	23	32	45	18	27
150—200	10,3	0,7900	1,4420	20	30	50	17	33
28—200	27,8	0,7725	—	18	35	47	21	26

334. Содержание индивидуальных углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 122 °C

Углеводороды	Ленинковская	Гнесинцевская	Качановская	Глинско-розбышевская
н-Гексан	2,342	2,080	0,970	0,972
н-Гептан	2,125	1,824	1,620	0,932
н-Октан	1,016	0,533	0,773	0,445
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	5,483	4,437	3,363	2,349
2,2-Диметилбутан	0,051	0,010	0,010	0,027
2,3-Диметилбутан	0,154	0,110	0,040	0,061
2-Метилпентан	1,151	0,040	0,360	0,509
3-Метилпентан	0,735	0,560	0,239	0,313
2,2-Диметилпентан	0,093	0,002	0,028	0,017
2,3-Диметилпентан	0,210	0,200	0,200	0,095
2,4-Диметилпентан	0,108	0,050	0,061	0,038
3,3-Диметилпентан	0,029	0,010	0,014	—
2,3,4-Триметилпентан	0,032	0,028	0,010	—
2-Метилгексан	0,705	0,590	0,480	0,391
3-Метилгексан	0,815	0,730	0,530	0,455
2,2-Диметилгексан	0,020	0,032	0,024	0,010
2,3-Диметилгексан	0,067	0,028	0,039	—
2,4-Диметилгексан	0,128	0,059	0,095	0,084
2,5-Диметилгексан	0,110	0,093	0,111	0,055
3,3-Диметилгексан	0,021	0,011	0,009	—
3,4-Диметилгексан	0,022	0,020	0,020	0,065
2-Метилгептан	0,573	0,334	0,386	0,359
3-Метилгептан	0,494	0,331	0,334	0,359
4-Метилгептан	0,205	0,161	0,131	0,195
Всего парафиновых углеводородов изостроения	5,723	4,379	3,121	3,033
Всего парафиновых углеводородов	11,206	8,816	6,484	5,382
Циклопентан	0,105	0,130	0,050	0,051
Метилциклопентан	1,084	1,120	0,560	0,376
1,1-Диметилциклопентан	0,120	0,120	0,006	0,082
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,400	0,460	0,267	0,175
1,2-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,060	0,052	0,005	—

Углеводороды	Леляковская	Гнединцевская	Качановская	Глинско-розбышевская
1,3-Диметилциклопентан (*транс-*)	0,241	0,290	0,170	0,144
1,3-Диметилциклопентан (*цис-*)	0,280	0,300	0,210	0,147
Этилциклопентан	0,165	0,164	0,200	0,028
1,1,2-Триметилциклопентан	0,018	—	0,018	—
1,1,3-Триметилциклопентан	0,100	0,106	0,020	0,075
1,2,3-Триметилциклопентан (*транс-, цис-*)	0,207	0,095	0,191	0,037
1,2,4-Триметилциклопентан (*транс-, цис-*)	0,145	0,141	0,124	0,080
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, транс-*)	0,017	0,018	0,020	0,021
1,1-Метилэтилциклопентан	0,020	0,044	0,013	0,012
1,2-Метилэтилциклопентан (*транс-*) 1,3-Метилэтилциклопентан (*транс-*)	0,090	0,186	0,045	0,055
1,3-Метилэтилциклопентан (*цис-*)	0,035	0,151	0,028	0,140
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	3,087	3,377	1,927	1,423
Циклогексан	1,731	2,050	1,516	0,885
Метилциклогексан	3,770	3,254	2,560	1,608
1,1-Диметилциклогексан	—	—	—	—
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,250	0,220	0,139	0,188
1,3-Диметилциклогексан (*цис-*) 1,4-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,750	0,526	0,457	0,410
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*) 1,4-Диметилциклогексан (*цис-*)	0,125	0,132	0,074	0,076
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	6,626	6,182	4,746	3,167
Всего нафтеновых углеводородов	9,713	9,559	6,673	4,590
Бензол	0,065	0,040	0,143	0,230
Толуол	0,400	0,660	0,723	1,025
Всего ароматических углеводородов	0,465	0,700	0,866	1,255

335. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Долинская нефть			Леляковская нефть		
Этилбензол	6,0	0,300	Этилбензол	3,0	0,204
п-Ксилол	3,0	0,150	*п*-Ксилол	4,0	0,272
м-Ксилол	12,0	0,600	*м*-Ксилол	11,0	0,750
о-Ксилол	2,0	0,100	*о*-Ксилол	1,5	0,102
Битковская нефть			Гнединцевская нефть		
Этилбензол	3,0	0,045	Этилбензол	4,5	0,260
п-Ксилол	5,0	0,075	*п*-Ксилол	3,5	0,202
м-Ксилол	6,0	0,090	*м*-Ксилол	8,0	0,462
о-Ксилол	1,5	0,022	*о*-Ксилол	1,0	0,058

Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть
Качановская нефть		
Этилбензол	2,0	0,080
п-Ксилол	3,0	0,120
м-Ксилол	7,0	0,280
о-Ксилол	2,5	0,100
Глинско-розбышевская нефть		
Этилбензол	3,5	0,175
п-Ксилол	4,0	0,200
м-Ксилол	12,0	0,600
о-Ксилол	4,0	0,200
Прилукская нефть		
Этилбензол	—	—
п-Ксилол	2,5	0,125
м-Ксилол	3,5	0,175
о-Ксилол	1,0	0,050
Рыбальская нефть		
Этилбензол	3,5	0,202
п-Ксилол	6,0	0,358
м-Ксилол	18,0	1,040
о-Ксилол	5,0	0,290
Новогригорьевская нефть		
Этилбензол	3,5	0,199
п-Ксилол	5,0	0,275
м-Ксилол	10,0	0,550
о-Ксилол	4,0	0,220

336. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Долинская нефть								
62—85	5,3	0,7220	0,009	11	42	47	20	27
62—105	9,4	0,7335	0,010	14	40	46	22	24
85—105	4,1	0,7400	0,010	16	37	47	—	—
85—120	6,6	0,7550	0,012	24	24	52	25	27
85—180	17,6	0,7655	0,012	25	26	49	23	26
105—120	2,5	—	—	—	—	—	—	—
120—140	3,9	0,7700	0,011	27	24	49	23	26
140—180	7,1	0,7860	0,012	24	24	52	25	27

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Битковская нефть								
62—85	2,6	0,7130	0,009	9	43	48	—	—
62—105	6,2	—	—	—	—	—	—	—
85—105	3,6	0,7300	0,010	10	41	49	—	—
85—120	4,6	0,7460	0,013	13	40	47	—	—
85—180	9,6	0,7605	0,015	18	35	47	—	—
105—120	1,0	—	—	—	—	—	—	—
105—140	2,0	0,7520	0,015	18	33	49	—	—
120—140	1,0	0,7600	0,018	21	31	48	—	—
140—180	4,0	—	—	—	—	—	—	—
Леляковская нефть								
62—85	4,1	0,7070	0,015	5	34	61	28	33
62—105	10,3	0,7290	0,016	6	35	59	26	33
85—105	6,2	0,7382	0,020	8	37	55	24	31
85—120	9,7	0,7480	0,028	9	41	50	23	27
85—180	22,0	0,7680	0,060	15	31	54	26	28
105—120	3,5	0,7570	0,037	13	27	60	28	32
105—140	8,5	0,7640	0,038	14	33	53	25	28
120—140	5,0	0,7680	0,040	17	33	50	24	26
140—180	7,3	0,7850	0,055	21	30	49	22	27
Гнединцевская нефть								
62—85	3,5	0,6921	0	4	38	58	28	30
62—105	9,0	0,7180	0	6	40	54	26	28
85—105	5,5	0,7320	0	9	51	40	18	22
85—120	10,0	0,7390	0	9	49	42	18	24
85—180	22,4	0,7570	0,001	16	53	31	15	16
105—120	4,5	0,7415	—	16	55	29	13	16
105—140	9,0	0,7530	—	13	56	31	15	16
120—140	4,5	0,7650	—	18	51	31	15	16
140—180	7,9	0,7660	Следы	23	48	29	14	15

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Качановская нефть								
62—85	2,3	0,6750	0	2	28	70	32	38
62—105	6,6	0,7230	0	6	48	46	20	26
85—105	4,3	0,7258	—	8	50	42	20	22
85—120	8,3	0,7300	—	9	46	45	20	25
85—180	20,1	0,7530	0,012	12	49	39	19	20
105—120	4,0	0,7400	—	13	48	39	18	21
105—140	7,5	0,7490	0,002	13	47	40	18	22
120—140	3,5	0,7520	0,014	14	44	42	20	22
140—180	8,3	0,7750	0,017	16	52	32	15	17
Глинско-розбышевская нефть								
62—85	4,6	0,7180	—	9	39	52	21	31
62—105	8,4	0,7290	0,042	9	43	48	20	28
85—105	3,8	0,7349	0,043	11	40	49	20	29
85—120	6,9	0,7468	0,045	14	35	51	18	33
85—180	18,8	0,7672	0,050	20	25	55	16	39
105—120	3,1	0,7346	0,045	18	18	64	14	50
105—140	6,1	0,7538	0,047	20	25	55	14	41
120—140	3,0	0,7682	0,048	25	21	54	14	40
140—180	8,9	0,7865	0,055	20	19	61	15	46
Прилукская нефть								
62—85	4,3	0,6853	0,004	2	15	83	40	43
62—105	6,0	0,7039	0,009	7	19	74	34	40
85—105	1,7	0,7130	0,011	9	21	70	32	38
85—120	2,4	0,7233	0,006	7	23	70	34	36
85—180	12,5	0,7437	0,017	12	22	66	30	36

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
105—120	0,7	0,7249	0,011	6	27	67	30	37
105—140	5,6	0,7323	0,016	9	27	64	28	36
120—140	4,9	0,7436	0,014	11	24	65	28	37
140—180	5,2	0,7626	0,015	17	20	63	28	35
Рыбальская нефть								
62—85	3,5	0,7422	0	18	34	48	20	28
62—105	7,5	0,7548	0,0012	25	55	20	15	5
85—105	4,0	0,7630	0,0015	28	57	15	12	3
85—120	6,9	0,7710	0,0015	30	49	21	—	—
85—180	21,7	0,7841	0,0035	33	39	28	—	—
105—120	2,9	0,7803	0,0042	35	42	23	—	—
105—140	7,3	0,7858	0,0044	36	35	29	18	11
120—140	4,4	0,7887	0,0044	33	39	28	20	8
140—180	10,4	0,8004	0,0150	35	29	36	19	17
Новогригорьевская нефть								
62—85	1,8	0,7178	0,004	2	48	50	30	20
62—105	6,2	0,7430	0,006	6	50	44	26	18
85—105	4,4	0,7439	0,007	8	52	40	25	15
85—120	7,8	0,7454	0,007	12	35	53	17	36
85—180	20,6	0,7690	0,026	21	25	54	18	36
105—120	3,4	0,7582	0,010	16	46	38	17	21
120—140	4,3	0,7662	0,020	23	31	46	18	28
140—180	8,5	0,8392	0,035	19	30	51	17	34

337. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С	
				н. к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле
Леляковская	120—240	23,6	0,7920	138	149	180	230	246	1,28	4,50	—63	30
	130—250	24,2	0,7940	139	145	175	210	232	1,29	4,70	—63	31
	140—240	18,6	0,7976	146	161	184	226	238	1,48	7,83	—62	48
Гнединцевская	130—245	18,8	0,7935	138	142	178	218	249	1,25	5,10	—58	30
	140—230	14,5	0,8009	150	163	182	223	232	1,45	9,00	—58	28
Качановская	120—220	18,1	0,7787	128	140	155	199	215	1,17	5,02	—61	26
	120—230	19,5	0,7815	128	144	172	218	249	1,22	5,41	—60	28
	130—230	17,8	0,7824	141	146	174	214	232	1,28	5,61	—60	32
Глинско-розбышевская	120—230	21,1	0,7896	127	153	182	215	227	1,39	5,97	—60	32
	140—230	19,1	0,7946	140	154	180	223	236	1,46	6,14	—60	35
Прилукская	120—220	19,1	0,7640	140	149	170	207	223	1,14	5,61	—57	37
	140—240	17,2	0,7809	166	173	194	223	236	1,58	7,18	—51	46
Рыбальская	140—240	19,4	0,8108	161	174	198	228	238	1,55	7,25	—50	47
Новогригорьевская	130—230	21,6	0,7928	148	163	186	212	229	1,27	6,22	—48	40

Продолжение табл. 337

Нефть	Температура отбора, °С	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Йодное число, *г* иода на 100 *мл* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
					общей	меркаптановой			
Леляковская	120—240	10 304	25	18,2	0,085	0,001	0,65	4,80	4,0
	130—250	10 300	26	19,2	0,080	0,0007	0,60	2,90	4,0
	140—240	10 293	25	21,0	0,088	0,002	0,97	4,50	2,2
Гнединцевская	130—245	10 301	25	21,8	0,029	0,002	0,89	2,60	4,0
	140—230	10 296	25	21,6	0,049	0,0016	0,97	2,90	4,0
Качановская	120—220	10 346	25	21,6	0,050	—	0,80	4,00	—
	120—230	10 343	25	21,6	0,053	0,0014	0,86	4,10	5,5
	130—230	10 344	25	21,7	0,054	0,0015	0,88	4,20	6,0
Глинско-розбышевская	120—230	10 319	25	18,7	0,060	0,0008	2,42	5,20	4,0
	140—230	10 290	25	18,0	0,070	0,0009	2,52	4,30	4,5
Прилукская	120—220	10 390	30	17,3	0,020	0	0,24	0,30	2,4
	140—240	10 336	29	18,2	0,023	0	0,22	0,70	2,8
Рыбальская	140—240	10 242	15	28,0	0,034	0	0,90	1,20	—
Новогригорьевская	130—230	—	23	22,6	0,036	—	—	2,40	—

338. Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки				
Долинская нефть														
140—280	21,5	0,8150	155	190	230	250	265	98,5	—48	32	24	35	0,09	1,00
150—300	23,6	0,8170	172	183	234	274	280	75	—28	56	22	—	0,08	1,04
180—300	18,2	0,8250	203	217	245	278	280	70	—23	76	20	—	0,09	1,05
180—315	21,9	0,8270	204	218	252	289	300	70	—18	79	20	—	0,098	1,12
Битковская нефть														
150—310	17,7	0,8260	165	180	235	275	290	85	—20	50	21	25	0,12	2,05
150—330	19,9	0,8310	178	197	250	290	310	70	—12	55	20	19	0,14	2,48
Оровская нефть														
180—300	23,3	—	200	215	240	275	285	70	—20	62	19	—	0,13	1,15
Уличнянская нефть														
180—300	22,7	—	205	220	245	276	282	70	—19	60	20	—	0,088	1,20
Леляковская нефть														
180—300	23,6	0,8300	190	201	230	271	295	85	—42	90	20	—	0,13	1,52
Гнединцевская нефть														
180—315	21,1	0,8350	200	215	250	290	302	70	—23	62	17	25	0,04	5,10
200—315	16,9	0,8502	215	225	260	290	300	60	—17	75	16	19	0,06	6,20

Продолжение табл. 338

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	помутнения	вспышки				
Качановская нефть														
200—315	18,1	0,8390	220	230	265	295	305	65	—16	85	15	—	0,09	4,50
Глинско-розбышевская нефть														
150—280	23,9	0,8116	162	174	222	260	272	90	—48	54	23	40	0,16	2,80
150—320	33,2	0,8251	165	189	244	294	306	70	—30	57	17	35	0,19	3,80
Прилукская нефть														
150—280	25,0	0,7951	160	170	220	250	315	96	—32	63	28	32	0,029	0,60
150—320	33,8	0,8072	165	182	240	290	320	78	—25	70	27	23	0,030	0,70
Рыбальская нефть														
150—280	31,5	0,8218	159	168	215	245	310	98	—32	65	16	42	0,052	1,20
150—320	37,5	0,8279	162	175	230	285	310	85	—26	69	14	38	0,06	1,93
Новогригорьевская нефть														
150—280	32,8	0,8101	155	194	234	274	285	85	—30	62	23	—	0,059	1,30
150—320	41,8	0,8130	160	196	252	302	317	70	—21	65	22	—	0,077	1,81

339. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Долинская нефть			
200—250	23	27	50
250—300	24	16	60
200—300	24	20	56
Битковская нефть			
200—250	21	23	56
250—300	24	19	57
200—300	23	20	57
Леляковская нефть			
200—250	21	35	44
250—300	31	37	32
200—300	27	36	37
Гнединцевская нефть			
200—250	28	33	39
250—300	33	35	32
200—300	30	33	37
Качановская нефть			
200—250	22	36	42
250—300	31	33	36
200—300	27	35	38
Глинско-розбышевская нефть			
200—250	19	33	48
250—300	17	33	50
200—300	18	33	49
Прилукская нефть			
200—250	13	27	60
250—300	17	25	58
200—300	15	26	59
Рыбальская нефть			
200—250	28	24	48
250—300	24	27	49
200—300	26	26	48
Новогригорьевская нефть			
200—250	17	24	59
250—300	19	26	55
200—300	18	25	57

340. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C				d_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °C
				10%	50%	90%	96%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Долинская нефть																	
200—325	21,0	45	50,0	235	280	303	317	0,8450	2,90	—	—16	—12	94	0,15	—	1,30	83,4
220—300	12,5	58	66,5	253	265	284	288	0,8360	4,32	2,30	—20	—19	106	0,16	—	1,31	84,3
220—350	21,9	60	67,0	258	282	319	325	0,8410	5,93	2,90	—8	—4	—	0,20	—	—	80,0
280—350	13,2	43	48,5	295	315	321	342	0,8453	9,35	4,02	5	—	178	0,25	—	5,32	88,5
300—350	9,4	64	69,0	314	320	329	330	0,8490	11,10	4,63	10	—	—	0,28	—	7,60	86,2
Битковская нефть																	
150—365	25,4	59	66,0	201	265	321	330	0,8282	3,98	2,15	—12	—6	61	0,22	—	4,40	70,2
180—310	14,8	62	67,5	203	240	280	300	0,8290	3,90	2,08	—23	—18	83	0,18	—	—	70,0
230—345	15,0	59	66,0	264	279	304	308	0,8380	5,67	2,85	—10	—7	118	0,26	—	4,40	78,7
Оровская нефть																	
200—320	24,2	50	56,3	212	250	290	303	—	3,40	2,00	—25	—19	96	0,14	—	2,05	—
210—320	22,5	48	54,2	220	255	289	300	—	4,02	2,19	—22	—18	104	0,13	—	2,20	—
Леляковская нефть																	
180—350	32,1	49	55,5	231	254	287	299	0,8378	6,73	3,10	—26	—20	114	0,18	0,004	3,52	81,3
220—360	24,0	52	60,0	240	286	333	342	—	5,70	2,81	—11	—5	90	0,27	0,004	4,70	—
240—300	12,3	47	53,5	263	279	284	290	0,8490	5,36	2,40	—18	—15	125	0,20	0,003	3,60	70,4
300—350	8,5	46	51,0	312	318	331	333	—	13,64	—	3	9	174	0,33	0,006	3,62	—

Гнединцевская нефть																	
180—330	23,6	46	51,0	220	267	315	321	0,8490	4,30	2,25	—20	—12	70	0,072	—	4,20	—
180—350	26,5	47	53,5	227	276	335	350	0,8539	5,20	2,38	—17	—10	75	0,098	—	5,40	85,0
200—350	22,3	47	53,5	230	280	338	350	0,8600	6,00	2,98	—14	—9	90	0,12	—	5,81	—
240—350	19,2	48	54,2	262	286	339	346	0,8700	7,20	3,20	—9	2	118	0,15	0,008	6,80	71,0
Качановская нефть																	
150—350	35,0	44	48,0	198	253	311	322	0,8241	2,70	—	—35	—28	58	—	—	1,10	—
180—350	28,3	49	55,0	216	270	330	340	0,8293	5,40	2,70	—18	—13	96	0,20	—	1,30	87,2
200—350	25,0	51	58,5	242	279	336	345	0,8390	—	—	—16	—13	107	0,20	—	1,50	82,0
250—350	17,9	45	50,0	267	292	346	355	0,8520	8,30	3,42	—8	—3	107	0,29	—	1,40	—
300—350	10,7	48	54,2	303	315	335	341	0,8638	13,10	—	—4	—10	149	0,24	—	3,20	62,1
Глинско-розбышевская нефть																	
150—350	38,9	55	62,2	222	256	298	311	0,8300	3,98	2,52	—30	—26	82	0,20	0,006	3,20	92,1
180—350	32,7	55	61,8	235	263	310	321	0,8312	4,37	2,48	—26	—14	89	0,23	0,007	3,40	86,5
240—350	22,5	65	70,0	291	303	321	338	0,8475	9,29	4,67	—9	0	111	0,28	0,007	4,20	71,0
Прилукская нефть																	
180—350	35,6	62	67,5	218	266	320	330	0,8223	4,67	2,30	—20	—11	85	0,046	—	3,50	—
240—350	23,6	66	71,5	264	285	321	350	0,8263	6,70	3,10	—14	—5	113	0,04	—	4,72	—
Рыбальская нефть																	
150—350	47,4	56	63,1	180	249	303	320	0,8280	3,24	1,82	—30	—23	72	0,091	—	1,92	70,2
180—350	39,0	54	60,2	231	266	312	328	0,8354	4,38	2,36	—25	—18	83	0,094	—	2,20	72,2
240—350	30,0	53	60,0	264	277	321	330	0,8457	5,65	2,74	—17	—8	120	0,102	—	3,81	76,2
Новогригорьевская нефть																	
180—350	36,9	62	67,5	185	273	320	332	0,8293	4,50	2,45	—10	—1	69	0,034	—	2,18	79,4
240—350	32,9	65	70,0	275	294	326	336	0,8310	6,81	3,24	—2	—7	120	0,092	—	2,75	94,6

341. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс	Содержание ароматических углеводородов, %
	на фракцию	на нефть							
Долинская нефть									
Фракция 220–350 °С	100	21,9	0,8410	—	80,0	5,93	—8	67,0	22
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	76,5	16,8	0,8620	1,4672	72,3	6,28	—49	45,5	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	23,5	5,1	0,7790	1,4400	—	5,61	18	—	2
Фракция 300–375 °С	100	12,7	0,8553	1,4765	68,0	9,50	8	55,5	25
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	75,3	9,6	0,8869	1,4890	51,5	10,42	—21	52,4	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	24,7	3,1	0,7709	1,4445	—	8,78	36	—	0,5
Леляковская нефть									
Фракция 180–350 °С	100	32,1	0,8378	1,4815	81,3	6,73	—26	55,5	32
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	89,0	28,6	0,8462	—	75,0	7,60	<—70	35,0	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	11,0	3,5	0,7475	—	—	—	17	—	0,8
Фракция 240–300 °С	100	12,3	0,8490	1,4700	70,4	5,36	—18	53,5	33
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	89,0	10,9	0,8565	1,4809	61,0	5,86	—60	44,6	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	11,0	1,4	0,8100	—	—	4,90	—3	—	1,2
Гнединцевская нефть									
Фракция 240–350 °С	100	19,2	0,8700	1,4850	71,0	7,80	—9	54,2	34
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	84,5	16,2	—	—	60,5	9,60	—60	—	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	15,5	3,0	—	—	—	6,90	5	—	0,7

Качановская нефть									
Фракция 180—350 °С	100	28,3	0,8293	1,4800	87,2	5,40	—18	55	30
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	75,0	21,1	0,8405	1,4882	79,3	6,00	—68	43,5	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	25,0	7,2	0,8166	1,4760	—	4,92	15	—	0,9
Глинско-розбышевская нефть									
Фракция 240—350 °С	100	22,5	0,8475	1,4730	71,0	9,29	—9	70,0	23
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	92	20,6	0,8533	1,4800	65,0	9,57	—47	55,4	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	8	1,9	0,8200	1,4205	—	8,95	19	—	0,8
Прилукская нефть									
Фракция 240—350 °С	100	23,6	0,8223	1,4670	86,0	6,70	—14	71,5	24
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	87,5	20,6	0,8306	1,4782	79,3	7,20	—30	50,1	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	12,5	3,0	0,7750	1,4210	—	5,99	15	—	1,2
Рыбальская нефть									
Фракция 240—350 °С	100	30,0	0,8457	1,4750	76,2	5,65	—17	60,0	27
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	80	24,0	0,8649	—	73,4	6,35	—40	48,7	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	20	6,0	0,7753	1,4211	—	5,03	17	—	3,5
Новогригорьевская нефть									
Фракция 240—350 °С	100	32,9	0,8310	1,4603	84,6	6,81	—2	70,0	19
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	76	25,0	0,8350	1,4750	74,8	7,91	—36	54,6	—
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	24	7,9	0,7869	1,4235	—	5,87	20	—	4,8

342. Характеристика сырья (фракции 350—500 °С) для каталитического крекинга

Нефть	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{80}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание, %		
								серы	смол сернокислотных	ванадия
Долинская	17,3	0,8962	338	18,00	9,03	4,00	37	0,53	13,5	0,00032
Битковская	21,3	0,8900	335	26,13	13,65	7,05	33	0,48	18,0	0,00023
Леляковская	18,1	0,9030	359	29,40	13,95	7,60	22	0,64	5,0	0,00072
Гнединцевская	23,8	0,9102	367	26,30	12,08	5,90	25	0,53	8,5	0,00061
Качановская	18,7	0,9030	457	27,33	12,88	7,60	11	0,57	12,0	0,00083
Глинско-розбышевская	21,0	0,8810	362	24,98	11,35	8,15	15	0,76	10,0	0,00065
Прилукская	21,4	0,8760	398	9,11	6,09	4,54	26	0,10	4,0	0,00044
Рыбальская	17,8	0,8840	410	22,82	9,15	5,63	24	0,40	8,0	0,00058
Новогригорьевская	17,7	0,8629	388	15,09	7,35	4,80	38	0,15	6,0	0,00018

Продолжение табл. 342

Нефть	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов	Содержание ароматических углеводородов, %				Содержание смолистых веществ, %
			I группа	II и III группы	IV группа	всего	
Долинская	0,24	70	10	10	6	26	4
Битковская	0,35	68	12	10	8	30	2
Леляковская	0,29	58	17	18	4	39	3
Гнединцевская	0,23	57	15	19	5	39	4
Качановская	0,33	56	10	26	4	40	4
Глинско-розбышевская	0,30	60	21	15	—	36	4
Прилукская	0,86	73	14	8	3	25	2
Рыбальская	0,96	68	11	13	7	31	1
Новогригорьевская	0,45	71	14	9	3	26	3

343. Фракционный состав сырья (фракции 350—500 °С) для каталитического крекинга

Выход, объемн. %	Долинская нефть	Битковская нефть	Леляковская нефть	Гнединцевская нефть	Качановская нефть	Глинско-розбышевская нефть	Прилукская нефть	Рыбальская нефть	Новогригорьевская нефть
н. к.	262	298	305	285	310	323	274	288	275
5	363	365	370	350	355	360	363	372	368
10	390	392	398	401	380	390	389	399	380
20	395	406	408	410	399	400	395	408	399
30	410	410	412	415	408	409	408	415	407
40	420	418	419	422	419	421	418	422	419
50	425	430	428	430	428	432	430	435	430
60	432	435	435	439	435	440	440	442	441
70	445	450	440	450	451	452	454	458	456
80	460	461	455	460	462	469	467	468	469
90	480	470	475	475	472	479	478	475	481
95	485	474	480	481	475	486	485	481	490
98	490	480	484	486	481	490	491	490	493
к. к.	491	482	492	495	490	499	492	494	495

344. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Долинская	350—500	85,42	13,85	0,19	0,53	0,11
Битковская	350—500	85,51	13,60	0,31	0,48	0,10
Леляковская	350—500	86,33	12,65	0,33	0,64	0,05
Гнединцевская	350—500	86,25	12,90	0,27	0,53	0,05
Качановская	350—500	86,51	12,52	0,30	0,57	0,10
Глинско-розбышевская	350—500	86,34	12,66	0,16	0,76	0,08
Прилукская	350—500	85,98	13,40	0,47	0,10	0,05
Рыбальская	350—500	86,42	12,74	0,42	0,40	0,02
Новогригорьевская	350—500	85,76	13,78	0,29	0,15	0,02

345. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Долинская нефть								
Мазут топочный								
100	56,2	0,9005	2,10	—	24	202	0,33	2,05
200	50,0	0,9185	3,15	—	30	210	0,45	3,10
Остаток								
выше 350 °С	46,8	0,9270	4,35	2,10	42	218	0,52	4,10
» 400 °С	41,0	0,9400	7,30	3,00	45	240	0,75	5,20
» 500 °С	29,5	0,9817	50,06	20,80	—	293	1,06	14,72
Леляковская нефть								
Мазут топочный								
40	46,7	0,8800	—	—	9	169	0,55	1,64
100	37,2	0,9190	1,45	—	21	228	0,88	2,80
200	20,0	0,9700	38,00	18,06	35	290	1,25	9,00
Остаток								
выше 350 °С	35,1	0,9212	1,60	1,10	32	231	0,92	3,12
» 460 °С	22,0	0,9632	13,02	7,47	35	274	1,18	8,02
» 500 °С	17,0	0,9786	41,95	21,05	38	304	1,31	9,30
Гнединцевская нефть								
Мазут топочный								
40	53,0	0,9050	1,80	—	9	172	0,50	3,10
100	38,9	0,9715	4,05	—	22	215	1,15	8,02
200	21,9	0,9880	29,12	12,30	34	280	1,21	14,01

Остаток								
выше 350 °C	42,6	0,9680	2,31	0,85	25	233	1,08	7,30
» 460 °C	23,3	0,9860	15,15	7,95	36	240	1,20	13,00
» 500 °C	18,8	0,9900	45,63	23,04	40	343	1,27	15,03
Качановская нефть								
Мазут топочный								
40	48,6	0,9101	1,95	—	8	191	0,63	1,42
100	38,0	0,9305	4,20	—	21	280	1,05	3,70
200	25,4	0,9700	35,45	16,10	33	320	1,21	8,30
Остаток								
выше 350 °C	42,6	0,9279	2,85	1,05	20	242	1,00	3,10
» 460 °C	26,5	0,9688	16,03	8,35	26	295	1,21	7,15
» 500 °C	23,9	0,9805	53,15	24,13	45	335	1,35	10,23
Глинско-розбышевская нефть								
Мазут топочный								
40	50,9	0,8913	4,12	2,03	9	175	0,98	2,03
100	35,1	0,9219	15,10	7,64	20	228	1,36	4,08
200	20,0	0,9812	60,00	39,30	35	340	1,80	12,80
Остаток								
выше 350 °C	41,6	0,9074	8,50	5,47	19	199	1,21	3,10
» 450 °C	23,4	0,9491	25,30	15,10	24	245	1,46	9,40
» 500 °C	20,6	0,9783	59,80	39,00	31	338	1,72	12,22
Рыбальская нефть								
Мазут топочный								
40	52,5	0,8473	1,13	—	6	128	0,35	—
100	34,5	0,9089	4,00	2,05	20	232	0,48	1,50
200	12,7	0,9600	50,46	20,73	35	340	1,10	8,00

Продолжение табл. 345

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Остаток								
выше 350 °С	31,0	0,9111	4,10	2,40	21	242	0,52	1,66
» 450 °С	16,0	0,9531	20,03	9,61	30	290	0,74	5,10
» 500 °С	13,2	0,9628	52,67	22,80	38	337	1,10	8,50
Прилукская нефть								
Мазут топочный								
40	59,5	0,8750	2,16	—	8	135	0,24	1,20
100	42,9	0,9220	6,95	2,96	21	265	0,26	3,75
200	22,5	0,9505	48,08	21,10	36	318	0,50	7,00
Остаток								
выше 350 °С	44,4	0,9136	6,83	2,91	19	260	0,26	3,70
» 450 °С	31,1	0,9287	16,00	6,72	26	285	0,37	4,30
» 500 °С	22,9	0,9455	47,15	20,18	35	315	0,45	6,90
Новогригорьевская нефть								
Мазут топочный								
40	52,6	0,8535	1,23	—	6	129	0,15	1,08
100	35,7	0,8705	—	—	23	234	0,22	1,61
200	11,5	0,9006	8,45	4,30	35	249	0,33	5,91
Остаток								
выше 350 °С	30,1	0,8942	4,05	1,94	31	229	0,25	1,81
» 450 °С	14,4	0,8998	—	3,60	36	260	0,31	2,35
» 500 °С	10,4	0,9086	10,43	4,56	37	270	0,34	5,62

346. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Долинская нефть							
350	46,8	0,9270	2,10	42	0,52	4,10	—
450	36,5	0,9635	6,12	46	0,89	10,12	0,00072
500	29,5	0,9817	20,80	—	1,06	14,72	—
Леляковская нефть							
350	35,1	0,9212	1,10	32	0,92	3,12	—
450	23,0	0,9575	6,60	34	1,15	7,60	0,00121
500	17,0	0,9786	21,05	38	1,31	9,30	—
Гнединцевская нефть							
350	42,6	0,9680	0,85	25	1,08	7,30	—
450	24,7	0,9798	6,80	36	1,18	13,00	0,00113
500	18,8	0,9900	23,04	40	1,27	15,03	—
Качановская нефть							
350	42,6	0,9279	1,05	20	1,00	3,10	—
450	29,2	0,9600	6,50	25	1,21	7,00	0,00158
500	23,9	0,9805	24,13	45	1,35	10,23	—
Глинско-розбышевская нефть							
350	41,6	0,9074	5,47	19	1,21	3,10	—
450	23,4	0,9491	15,10	24	1,46	9,40	0,00135
500	20,6	0,9783	39,00	31	1,72	12,22	—
Прилукская нефть							
350	44,4	0,9136	2,91	19	0,26	3,70	—
450	31,1	0,9287	6,72	26	0,37	4,30	0,00081
500	22,9	0,9455	20,18	35	0,45	6,90	—
Рыбальская нефть							
350	31,0	0,9111	2,40	21	0,52	1,66	—
450	16,0	0,9531	9,61	30	0,74	5,10	0,00175
500	13,2	0,9628	22,80	38	1,10	8,50	—
Новогригорьевская нефть							
350	30,1	0,8942	1,94	31	0,25	1,81	—
450	14,4	0,8998	3,60	36	0,31	2,35	0,00053
500	10,4	0,9086	4,56	37	0,34	5,62	—

347. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Долинская нефть					
350	85,50	13,38	0,25	0,52	0,35
450	85,70	12,61	0,32	0,89	0,48
500	86,05	11,68	0,48	1,06	0,73
Леляковская нефть					
350	86,52	11,94	0,46	0,92	0,16
450	86,80	11,23	0,58	1,15	0,24
500	86,94	10,65	0,69	1,31	0,41
Гнединцевская нефть					
350	86,35	12,11	0,39	1,08	0,17
450	86,61	11,47	0,52	1,18	0,22
500	86,85	10,70	0,75	1,27	0,43
Качановская нефть					
350	86,75	11,50	0,35	1,00	0,40
450	87,00	11,11	0,45	1,21	0,44
500	87,09	10,17	0,56	1,35	0,83
Глинско-розбышевская нефть					
350	86,42	11,81	0,32	1,21	0,24
450	86,55	11,17	0,51	1,46	0,31
500	86,70	10,48	0,68	1,72	0,48
Прилукская нефть					
350	86,00	13,12	0,50	0,26	0,12
450	86,15	12,55	0,75	0,37	0,18
500	86,25	12,16	0,89	0,45	0,25
Рыбальская нефть					
350	86,50	12,38	0,50	0,52	0,10
450	86,55	11,79	0,77	0,74	0,15
500	86,72	11,07	0,92	1,10	0,19
Новогригорьевская нефть					
350	85,80	13,52	0,33	0,25	0,10
450	86,00	13,19	0,35	0,31	0,15
500	86,12	12,70	0,60	0,34	0,24

348. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Леляковская нефть											
28—200	36,3	—	80	—	—	—	—	—	—	20	—
200—250	7,5	1,4320—1,4500	73	1,4970—1,5288	13	1,5498—1,5864	8	—	—	21	6
250—300	9,7	1,4460—1,4600	65	1,4842—1,5268	11	1,5362—1,5850	20	—	—	31	4
300—350	8,5	1,4540—1,4590	62	1,4815—1,5290	17	1,5400—1,5830	15	1,5838—1,5940	3	35	3
350—400	7,1	1,4480—1,4810	61	1,4930—1,5280	12	1,5320—1,5700	20	1,5940—1,5990	4	36	3
400—450	5,0	1,4600—1,4840	60	1,5020—1,5190	10	1,5330—1,5410	16	1,5790—1,5860	4	30	10
450—500	6,0	1,4720—1,4830	51	1,5010—1,5270	25	1,5770	14	1,5900	5	44	5
Гнединцевская нефть											
28—200	30,4	—	79	—	—	—	—	—	—	21	—
200—250	4,9	1,4400—1,4570	71	1,4970—1,5070	15	1,5500—1,5590	13	—	—	28	1
250—300	8,3	1,4470—1,4600	66	1,4960—1,5240	20	1,5600—1,5660	13	—	—	33	1
300—350	9,1	1,4470—1,4710	64	1,4920—1,5270	19	1,5680—1,5830	13	—	—	32	4
350—400	7,6	1,4620—1,4770	55	1,5010—1,5300	20	1,5600—1,5870	15	1,5940—1,5960	7	42	3
400—450	10,3	1,4530—1,4800	54	1,4965—1,5245	20	1,5600—1,5830	13	1,5940—1,5980	8	41	5
450—500	5,9	1,4590—1,4870	54	1,5220—1,5260	10	1,5690—1,5830	14	1,5930—1,5950	14	38	8

Продолжение табл. 348

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды							Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II и III группы		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Качановская нефть											
28—200	31,2	—	87	—	—	—	—	—	—	13	—
200—250	7,1	1,4408—1,4607	78	1,4980—1,5090	16	1,5332—1,5390	6	—	—	22	—
250—300	7,2	1,4512—1,4635	68	1,4971—1,5188	13	1,5401—1,5720	18	—	—	31	1
300—350	10,7	1,4545—1,4701	64	1,4952—1,5200	11	1,5430—1,5800	20	1,5868—1,5900	2	33	3
350—400	6,7	1,4580—1,4750	60	1,5000—1,5210	10	1,5447—1,5871	23	1,5914	2	35	5
400—450	8,7	1,4661—1,4852	55	1,5108	8	1,5317—1,5810	29	1,5927	2	39	6
450—500	3,3	1,4672—1,4891	55	1,5085—1,5290	8	1,5515—1,5870	23	1,5940—1,6073	7	38	7
Глинско-розбышевская нефть											
28—200	29,6	—	86	—	—	—	—	—	—	14	—
200—250	6,0	1,4420—1,4612	79	1,5036—1,5274	12	1,5540—1,5880	4	1,5958—1,5920	3	19	2
250—300	12,3	1,4420—1,4540	80	1,5020—1,5260	10	1,5377—1,5823	4	1,5826—1,5916	3	17	3
300—350	9,3	1,4516—1,4773	77	1,5070—1,5150	8	1,5312—1,5852	8	1,5870—1,5924	4	20	3
350—400	13,9	1,4596—1,4826	68	1,5172	13	1,5398—1,5864	14	—	—	27	5
400—450	2,3	1,4622—1,4712	63	1,4992—1,5272	18	1,5482—1,5874	13	—	—	31	6
450—500	4,8	1,4752—1,4832	51	1,5032—1,5247	20	1,5384—1,5835	19	—	—	39	10

Прилукская нефть											
28—200	24,3	—	91	—	—	—	—	—	—	9	—
200—250	9,7	1,4375—1,4521	84	1,4905—1,5298	12	1,5590—1,5680	4	—	—	16	—
250—300	8,9	1,4415—1,4455	78	1,4990—1,5402	13	1,5402—1,5964	6	—	—	19	3
300—350	12,0	1,4459—1,4520	73	1,4940—1,5270	18	1,5590—1,5790	4	—	—	22	5
350—400	6,5	1,4560—1,4735	74	1,4900—1,5240	13	1,5650—1,5840	7	1,5950—1,5943	3	23	3
400—450	6,7	1,4632—1,4752	67	1,4940—1,5248	28	1,5680—1,5810	3	—	—	31	2
450—500	8,2	1,4510—1,4892	73	—	—	—	20	—	3	23	4
Рыбальская нефть											
28—200	27,8	—	70	—	—	—	—	—	—	30	—
200—250	9,4	1,4385—1,4508	70	1,4850—1,5080	14	1,5450—1,5670	10	1,5980—1,5975	4	28	2
250—300	13,4	1,4430—1,4540	72	1,4900—1,5235	11	1,5710—1,5870	13	—	—	24	4
300—350	13,7	1,4474—1,4742	73	1,4910—1,5100	11	1,5782—1,5812	13	—	—	24	3
350—400	10,5	1,4570—1,4890	71	1,4900—1,5120	11	1,5260—1,5862	8	1,5900—1,6035	9	28	1
400—450	4,5	1,4692—1,4740	57	1,4940—1,5210	13	1,5300—1,5875	16	1,5900—1,6010	9	38	5
450—500	2,8	1,4720—1,4790	57	1,4940—1,5265	14	1,5302—1,5896	15	1,5920—1,6090	9	38	5
Новогригорьевская нефть											
28—200	30,2	—	82	—	—	—	—	—	—	18	—
200—250	13,3	1,4354—1,4572	82	1,4874—1,5250	10	1,5642—1,5815	7	—	—	17	1
250—300	13,9	1,4390—1,4630	81	1,4874—1,5250	10	1,5380—1,5897	9	—	—	19	—
300—350	16,2	1,4450—1,4580	81	1,4806—1,5150	9	1,5540—1,5744	9	—	—	18	1
350—400	5,8	1,4534—1,4620	80	1,4957—1,5230	10	1,5340—1,5872	9	—	—	19	1
400—450	7,9	1,4591—1,4930	75	1,4970—1,5680	12	1,5680—1,5820	9	1,5900	2	23	2
450—500	4,0	1,4640—1,4860	67	1,4970—1,5280	16	1,5550—1,5720	12	1,6000	2	30	3

349. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
	Долинская нефть	
350—400	25,2	47
400—450	24,8	55
450—500	24,5	59
	Битковская нефть	
350—400	23,6	46
400—450	24,7	54
450—500	24,5	61
	Оровская нефть	
350—400	28,5	45
400—450	26,0	54
450—500	23,4	60
	Уличнянская нефть	
350—400	30,3	46
400—450	27,1	57
450—500	20,2	63
	Леляковская нефть	
350—400	9,9	48
400—450	16,9	56
450—500	15,7	58
	Гнединцевская нефть	
350—400	8,6	45
400—450	15,2	52
450—500	14,0	59
	Качановская нефть	
350—400	6,2	49
400—450	7,9	56
450—500	5,8	58
	Глинско-розбышевская нефть	
350—400	13,6	34
400—450	16,2	43
450—500	20,1	48
	Прилукская нефть	
350—400	22,5	39
400—450	26,6	47
450—500	20,9	55
	Рыбальская нефть	
350—400	18,4	44
400—450	23,3	59
450—500	25,6	62
	Новогригорьевская нефть	
350—400	27,1	49
400—450	27,4	49
450—500	20,8	52

350. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Леляковская нефть										
200—250	0,8261	1,4632	190	17	24	41	59	0,37	0,92	1,29
250—300	0,8514	1,4759	222	17	27	44	56	0,46	0,85	1,31
300—350	0,8719	1,4864	230	17	26	43	57	0,55	0,80	1,35
350—400	0,8932	1,4980	325	18	25	43	57	0,81	1,18	1,99
400—450	0,9106	1,5073	404	18	23	41	59	0,95	1,56	2,51
450—500	0,9213	1,5130	467	18	29	47	53	1,08	1,85	2,93
Гнединцевская нефть										
200—250	0,8350	1,4650	208	11	33	44	56	0,23	0,89	1,12
250—300	0,8605	1,4810	215	19	31	50	50	0,46	0,93	1,39
300—350	0,8703	1,4875	236	21	28	49	51	0,59	0,88	1,47
350—400	0,9001	1,5050	279	24	27	51	49	0,83	1,00	1,83
400—450	0,9060	1,5170	319	28	22	50	50	1,20	0,68	1,88
450—500	0,9100	1,5260	342	32	19	51	49	1,36	0,77	2,13
Глинско-розбышевская нефть										
200—250	0,8316	1,4615	186	9	42	51	49	0,23	0,93	1,16
250—300	0,8413	1,4691	240	12	29	41	59	0,54	0,74	1,28
300—350	0,8522	1,4749	262	13	28	41	59	0,44	0,84	1,28
350—400	0,8802	1,4870	310	12	36	48	52	0,44	1,22	1,66
400—450	0,9104	1,5018	381	13	41	54	46	0,61	2,07	2,68
450—500	0,9164	1,5082	400	17	35	52	48	0,83	1,83	2,66
Рыбальская нефть										
200—250	0,8329	1,4705	181	23	17	40	60	0,51	0,38	0,89
250—300	0,8459	1,4730	213	17	29	46	54	0,44	0,36	0,80
300—350	0,8505	1,4780	249	18	20	38	62	0,55	0,56	1,11
350—400	0,8747	1,4889	363	15	23	38	62	0,66	1,09	1,75
400—450	0,9008	1,4960	420	10	27	37	63	0,51	1,29	1,80
450—500	0,9082	1,5099	496	20	17	37	63	1,27	1,16	2,43
Новогригорьевская нефть										
200—250	0,8113	1,4578	155	21	18	39	61	0,40	0,36	0,76
250—300	0,8236	1,4602	183	13	8	21	79	0,30	0,17	0,47
300—350	0,8347	1,4655	284	8	17	25	75	0,28	0,73	1,01
350—400	0,8473	1,4780	309	13	10	23	77	0,50	0,41	0,91
400—450	0,8629	1,4820	388	12	18	30	70	0,56	0,97	1,53
450—500	0,8796	1,4975	418	21	3	24	76	1,18	0,36	1,54

351. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Долинская нефть										
Фракция 350—420 °С	100	7,0	0,8710	1,4860	325	9,80	3,25	110	30	0,31
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	68,0	4,8	0,9050	1,5049	333	14,70	3,97	70	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	33,9	2,4	0,8800	1,4801	340	12,32	3,50	—	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,1	3,8	0,8875	1,4875	335	12,95	3,58	—	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	55,6	3,9	0,8904	1,4901	330	13,12	3,90	—	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	64,0	4,5	0,8940	1,5000	328	13,89	4,32	—	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	67,5	4,7	0,8961	1,5031	321	—	—	—	—20	—
I группа ароматических углеводородов	20,2	—	0,9000	1,5202	—	14,35	4,09	—	—22	—
II группа ароматических углеводородов	1,5	—	0,9644	1,5440	—	30,02	5,15	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	8,4	—	0,9908	1,5865	—	49,78	6,80	40	—	—
IV группа ароматических углеводородов	3,5	—	—	1,5939	—	63,33	7,30	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100	10,3	0,8980	1,5012	418	41,10	8,30	93	44	0,35
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	55,6	5,7	0,9430	1,5068	440	125,3	14,00	20	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	23,4	2,4	0,8902	1,4872	468	35,08	7,51	103	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	38,7	4,0	0,8968	1,4960	450	53,12	10,08	95	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	47,1	4,9	0,9080	1,5105	457	78,15	12,03	83	—18	—
I группа ароматических углеводородов	15,3	—	0,8892	1,4985	—	—	—	—	—21	—
II и III группы ароматических углеводородов	8,4	—	0,9841	1,5701	—	—	—	—	—19	—
IV группа ароматических углеводородов	6,5	—	—	1,5985	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Леляковская нефть

Фракция 350—420 °С	100	8,6	0,8963	1,4997	335	18,40	4,60	—	23	0,53
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	84,0	7,2	0,8988	1,5057	342	35,00	5,73	40	—30	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,6	3,9	0,8732	1,4760	350	17,03	4,60	118	—28	0,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,6	5,0	0,8802	1,4830	348	20,08	5,08	—	—27	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	62,4	5,4	0,8870	1,4870	345	25,15	6,14	110	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	72,4	6,2	0,9020	1,4950	341	38,82	6,90	50	—26	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,9	6,9	—	1,5050	338	—	—	40	—27	—
I группа ароматических углеводородов	13,0	—	0,8950	1,5070	—	34,90	6,00	25	—33	0,65
II группа ароматических углеводородов	3,8	—	0,9530	1,5401	—	79,00	8,90	—125	—29	0,81
III группа ароматических углеводородов	10,0	—	0,9780	1,5712	—	118,80	9,50	—	—28	—
IV группа ароматических углеводородов	7,5	—	0,9985	1,6012	—	—	—	—	—	2,80
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100	6,0	0,9150	1,5132	440	82,10	12,10	60	37	0,86
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	84,0	4,9	0,9187	1,5172	442	133,30	15,80	55	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	40,0	2,4	0,9061	1,4875	451	41,90	9,05	120	—25	0,12
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	53,0	3,2	0,9074	1,4915	448	48,80	9,20	90	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	66,4	4,0	0,9103	1,4980	444	56,90	9,70	82	—24	—
I группа ароматических углеводородов	13,0	—	0,9105	1,5090	—	119,00	14,20	32	—28	1,10
II группа ароматических углеводородов	7,1	—	0,9308	1,5430	—	577,00	28,30	—80	—27	1,41
III группа ароматических углеводородов	6,3	—	0,9941	1,5750	—	749,00	36,70	—	—22	—
IV группа ароматических углеводородов	10,0	—	—	1,6555	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 351

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Гнединцевская нефть										
Фракция 350—420 °С	100	12,1	0,9142	1,5045	285	24,90	5,08	—	17	0,36
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	95,4	11,5	0,9255	1,5120	280	30,20	5,60	82	—28	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,0	6,1	0,8952	1,4830	300	16,40	4,14	119	—27	0,07
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,1	7,3	0,8975	1,4850	290	20,05	5,16	—	—25	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	66,6	8,0	0,8999	1,4910	281	22,60	5,40	—	—27	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	77,2	9,3	0,9068	1,5038	278	—	—	60	—27	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	89,6	10,8	0,9200	1,5100	275	—	—	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	11,1	1,3	0,9100	1,5120	—	37,00	6,45	10	—31	0,50
II группа ароматических углеводородов	5,5	0,7	0,9421	1,5390	—	106,5	9,10	—160	—28	0,81
III группа ароматических углеводородов	10,6	1,3	0,9635	1,5690	—	151,9	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	12,4	1,5	1,0023	1,6092	—	—	—	—	—	2,44
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,8	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 420—500 °С	100	14,5	0,9310	1,5163	335	80,00	12,12	70	25	0,72
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	94,0	13,6	0,9382	1,5210	340	114,80	13,50	22	—26	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	47,0	6,8	0,9115	1,4925	345	39,80	8,80	118	—25	0,12
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,0	8,3	0,9128	1,4995	340	41,35	9,08	110	—24	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	75,8	11,0	0,9256	1,5050	338	58,60	10,03	78	—25	—
I группа ароматических углеводородов	10,0	1,4	0,9185	1,5190	—	79,20	11,0	39	—28	—
II группа ароматических углеводородов	5,6	0,8	0,9390	1,5435	—	—	—	—	—28	—
III группа ароматических углеводородов	13,2	1,9	0,9883	1,5730	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	9,4	1,4	1,0320	1,5940	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	8,8	1,3	—	—	—	—	—	—	—	—

Глинско-розбышевская нефть

Фракция 350—450 °С	100	16,2	0,8834	1,4939	345	18,36	4,46	55	22	0,75
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	91,5	14,9	0,8946	1,4953	351	—	—	50	—13	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	54,4	8,8	0,8497	1,4674	349	15,44	4,70	105	—5	0,12
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	70,1	11,4	0,8636	1,4775	348	18,89	4,91	98	—7	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	74,9	12,1	0,8705	1,4812	346	20,77	5,19	95	—9	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	83,9	13,6	0,8884	1,4949	346	23,90	5,56	86	—13	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	89,9	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	15,7	2,5	0,8900	1,5170	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	4,8	0,8	0,9503	1,5350	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	9,0	1,5	0,9914	1,5790	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	7,6	1,3	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100	4,8	0,9144	1,5102	400	100,50	13,84	63	31	0,85
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	93,6	4,5	0,9171	1,5110	412	115,36	14,40	47	—5	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	39,0	1,9	0,8620	1,4736	410	49,06	9,37	94	—4	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,2	2,3	0,8778	1,4971	408	66,27	10,89	78	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	85,4	4,1	0,9084	1,5060	—	89,10	12,50	50	—	—
I группа ароматических углеводородов	21,2	1,0	0,9113	1,5073	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	10,0	0,5	0,9625	1,5418	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	15,2	0,7	0,9896	1,5698	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	8,2	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—

352. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, %		Температура плавления гача, °С	Фракция, °С	Выход гача, %		Температура плавления гача, °С
	на фракцию	на нефть			на фракцию	на нефть	
Долинская нефть				Гнединцевская нефть			
350—420	32,0	2,2	47	350—420	4,6	0,6	50
420—500	44,4	4,6	58	420—450	6,0	0,9	58
Леляковская нефть				Глинско-розбышевская нефть			
350—420	16,0	1,4	49	350—450	8,5	1,3	47
420—500	19,0	1,1	57	450—500	6,4	0,3	56

353. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Долинская нефть							
Фракция 350—420 °С	16	21	37	63	0,62	0,93	1,55
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	24	23	47	53	0,89	1,42	2,31
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	48	48	52	0	2,47	2,47
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	11	38	49	51	0,20	2,21	2,41
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	37	49	51	0,40	2,01	2,41
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	21	23	44	56	0,85	1,21	2,06
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	26	15	41	59	0,99	0,85	1,84

Фракция 420—500 °С	18	21	39	61	0,98	1,43	2,41
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	6	62	68	32	0,13	4,77	4,90
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	43	43	57	0	3,03	3,03
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	13	28	41	59	0,69	2,03	2,72
Нафтено-парафиновые, I II и III группы ароматических углеводородов	23	13	36	64	1,32	1,16	2,48
Леляковская нефть							
Фракция 350—420 °С	20	25	45	55	0,81	1,41	2,22
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	24	17	41	59	1,04	0,91	1,95
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	46	46	54	0	2,39	2,39
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	42	50	50	0,25	2,14	2,39
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	44	54	46	0,31	2,11	2,42
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	39	51	49	0,43	2,31	2,74
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	31	51	49	0,50	2,05	2,55
Фракция 420—500 °С	23	17	40	60	0,82	1,87	2,69
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	26	16	42	58	1,29	1,35	1,64
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	61	61	39	0	4,53	4,53
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	51	53	47	0,08	3,73	3,81
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	43	52	48	0,48	3,04	3,52
Гнединцевская нефть							
Фракция 350—420 °С	18	33	51	49	0,68	1,87	2,55
Фракция 350—420 °С после депарафинизации	22	46	68	32	0,70	2,00	2,70
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	60	60	40	0	2,75	2,75
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	1	62	63	37	0,02	2,80	2,82
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	9	52	61	39	0,30	2,21	2,51

Продолжение табл. 353

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	25	36	61	39	0,74	1,53	2,27
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	23	38	61	39	0,76	1,79	2,55
Фракция 420—500 °С	23	34	57	43	0,94	2,06	3,00
Фракция 420—500 °С после депарафинизации	24	35	59	41	1,01	2,09	3,10
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	63	63	37	0	3,38	3,38
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	13	44	57	43	0,49	2,52	3,01
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	49	63	37	0,50	2,84	3,34
Глинско-розбышевская нефть							
Фракция 350—450 °С	19	20	39	61	0,76	1,14	1,90
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	16	29	45	55	0,65	1,82	2,47
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	34	34	66	0	1,60	1,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	28	37	63	0,28	1,50	1,78
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	30	40	60	0,35	1,57	1,92
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	17	24	41	59	0,73	1,22	1,95
Фракция 450—500 °С	21	23	44	56	1,05	1,56	2,61
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	20	26	46	54	1,06	1,88	2,94
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	2,02	2,02
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	22	4	26	74	1,12	0,29	1,41

354. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Леляковская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	17,0	0,9786	—	—	—	155,80	—	—	—	38	1,31
Нафтено-парафиновые углеводороды	30,9	5,3	0,8964	1,4890	560	87,99	17,04	5,1	120	0,8260	44	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	38,6	6,6	0,9105	1,4945	540	140,72	20,57	6,9	98	0,8417	—26	—
I группа ароматических углеводородов	14,7	2,5	0,9391	1,5110	551	279,32	32,91	8,5	98	0,8739	36	0,09
II группа ароматических углеводородов	1,9	0,3	0,9682	1,5404	537	—	—	—	—	—	45	0,65
III группа ароматических углеводородов	13,2	2,2	0,9890	1,5705	503	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	39,3	6,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Гединцевская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	18,8	0,9900	—	—	—	170,00	—	—	—	40	1,27
Нафтено-парафиновые углеводороды	14,3	2,6	0,8842	1,4825	680	105,00	20,35	5,2	120	0,7927	45	0,01
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	19,6	3,7	0,9000	1,4961	660	232,77	28,64	8,1	97	0,8584	—25	—
I группа ароматических углеводородов	8,7	1,7	0,9382	1,5106	630	487,76	40,40	12,1	71	0,8615	24	0,09
II группа ароматических углеводородов	2,4	0,5	0,9744	1,5474	610	—	—	—	—	—	23	0,55
III группа ароматических углеводородов	8,5	1,6	0,9905	1,5655	600	—	308,3	—	—	—	44	0,71
Концентрат смолистых и сернистых соединений	66,1	12,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,80
Глинско-розбышевская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	20,6	0,9783	—	—	—	289,00	—	—	—	31	1,72
Нафтено-парафиновые углеводороды	16,4	3,4	0,8805	1,4816	591	—	—	—	—	—	—	0,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	28,2	5,8	0,9047	1,4970	561	157,50	21,71	7,2	95	0,8309	—25	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	39,7	8,2	0,9159	1,5080	555	378,51	36,91	10,2	80	0,8371	—13	—
I группа ароматических углеводородов	21,4	4,4	0,8991	1,4952	580	—	—	—	—	—	—	0,14
II группа ароматических углеводородов	11,5	2,4	0,9335	1,5260	572	—	—	—	—	—	—	0,38
Концентрат смолистых и сернистых соединений	50,7	10,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

355. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	Остаток, выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
		на остаток	на нефть	
Леляковская	500	7,0	1,2	59
Гнединцевская	500	3,4	0,6	60
Глинско-розбышевская	500	9,6	2,0	54

356. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Леляковская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	42	42	58	0	3,51	3,51
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	3	45	48	52	0,15	3,88	4,03
I группа ароматических углеводородов	8	50	58	42	0,58	4,53	5,11
II группа ароматических углеводородов	28	27	55	45	1,92	2,87	4,79
III группа ароматических углеводородов	60	7	67	33	3,30	0,48	3,78
Гнединцевская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	3,81	3,81
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	10	26	36	64	0,75	3,00	3,75
I группа ароматических углеводородов	6	49	55	45	0,60	5,31	5,91
II группа ароматических углеводородов	24	29	53	47	2,41	2,72	5,13
III группа ароматических углеводородов	34	24	58	42	3,31	1,51	4,82
Глинско-розбышевская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	3,18	3,18
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов после депарафинизации	9	32	41	59	0,60	3,28	3,88
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов после депарафинизации	15	25	40	60	1,04	2,54	3,58
I группа ароматических углеводородов	9	29	38	62	0,65	2,92	3,57
II группа ароматических углеводородов	27	12	39	61	1,98	1,54	3,52

357. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Долинская нефть										
350—420	7,0	0,9050	14,70	3,97	3,71	70	0,8692	—20	68,0	4,8
420—500	10,3	0,8968	53,12	10,08	5,26	95	0,8346	—15	38,7	4,0
Леляковская нефть										
350—420	8,6	0,8870	25,15	6,14	4,10	110	0,8324	—25	62,4	5,4
420—500	6,0	0,9103	56,90	9,70	5,87	82	0,8500	—24	66,4	4,0
Остаток выше 500	17,0	0,9105	140,72	20,57	6,90	98	0,8417	—26	38,6	6,6
Гнединцевская нефть										
350—480	12,1	0,9255	30,20	5,60	5,40	82	0,8862	—28	95,4	11,5
420—500	14,5	0,9128	41,35	9,08	4,55	110	0,8560	—24	57,0	8,3
Остаток выше 500	18,8	0,9000	232,77	28,64	8,10	97	0,8584	—25	19,6	3,7
Глинско-розбышевская нефть										
350—450	16,2	0,8884	23,90	5,56	4,29	86	0,8466	—13	83,9	13,6
450—500	4,8	0,8620	49,06	9,37	5,24	94	0,8630	—4	39,0	1,9
Остаток выше 500	20,6	0,9047	157,50	21,71	7,20	95	0,8309	—25	28,2	5,8

358. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	А+С$_С$	А+С$_С$—2,5П
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Долинская*	0,64	14,3	10,00	25,00	14,94	—10,06
Битковская*	1,80	8,2	17,50	43,75	10,00	—33,75
Оровская*	1,00	7,2	8,00	20,00	8,20	—11,80
Уличнянская*	0,40	7,0	9,20	23,00	7,40	—15,60
Леляковская	0,94	5,1	2,30	5,75	6,04	0,29
Гнединцевская	0,99	10,2	2,00	5,00	11,19	6,19
Качановская	0,07	16,4	1,30	3,25	16,47	13,22
Глинско-розбышевская	0,43	10,4	1,20	3,00	10,83	7,83
Прилукская*	0,15	7,2	10,00	25,00	7,35	—17,65
Рыбальская*	0,07	5,8	13,00	32,50	5,87	—26,63
Новогригорьевская*	0	3,7	11,00	27,50	3,70	—23,80

* Из этих нефтей не рекомендуется получать битумы.

359. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Долинская	I	T_1	M_4	$И_2$	$П_3$
Битковская	I	T_2	—	—	$П_3$
Оровская	II	T_1	—	—	$П_3$
Уличнянская	I	T_1	—	—	$П_3$
Леляковская	II	T_1	M_2	$И_2$	$П_2$
Гнединцевская	I	T_1	M_3	$И_2$	$П_2$
Качановская	II	T_1	—	—	$П_1$
Глинско-розбышевская	II	T_1	M_3	$И_2$	$П_2$
Прилукская	I	T_1	—	—	$П_3$
Рыбальская	I	T_1	—	—	$П_3$
Новогригорьевская	I	T_1	—	—	$П_3$

360. Разгонка (ИТК) долинской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,43	0,43	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	2,28	2,71	—	—	—	—	—	—	—	—
3	62—80	4,81	7,52	0,6885	1,4005	—	—	—	—	—	0,009
4	80—90	1,31	8,83	0,7131	—	—	—	—	—	—	—
5	90—100	2,36	11,19	0,7550	—	98	—	—	—	—	0,012
6	100—110	1,79	12,98	0,7585	—	100	—	—	—	—	—
7	110—120	1,59	14,57	0,7610	1,4103	103	—	—	—	—	—
8	120—130	1,15	15,62	0,7680	—	106	—	—	—	—	0,012
9	130—140	2,88	18,50	0,7715	—	115	—	—	—	—	—
10	140—150	1,71	20,21	0,7735	—	123	—	—	—	—	0,012
11	150—160	1,45	21,66	0,7793	1,4260	134	—	—	—	—67	—
12	160—170	1,55	23,21	0,7860	—	141	—	—	—	—	0,012
13	170—180	2,42	25,63	0,7890	—	150	—	—	—	—	—
14	180—190	1,37	27,00	0,7924	1,4423	153	1,35	—	—	—	0,014
15	190—200	1,61	28,61	0,7985	1,4445	160	—	—	—	—49	—
16	200—210	1,26	29,87	0,8041	1,4461	169	—	—	—	—45	0,051
17	210—220	1,39	31,26	0,8093	1,4492	175	2,47	1,43	—	—38	—
18	220—230	0,65	31,91	0,8145	—	180	2,80	1,68	—	—	0,09
19	230—240	0,39	32,30	0,8190	1,4521	186	3,15	1,85	—	—29	—
20	240—250	1,60	33,90	0,8235	—	190	3,58	2,03	—	—	0,10
21	250—260	1,61	35,51	0,8288	1,4583	198	3,80	2,12	—	—	—
22	260—270	2,44	37,95	0,8353	—	208	4,32	2,30	—	—20	0,16
23	270—280	2,05	40,00	0,8393	—	215	4,53	2,35	—	—	—
24	280—290	2,03	42,03	0,8399	1,4641	225	6,70	3,03	—	—9	0,20
25	290—300	1,78	43,81	0,8409	1,4654	232	7,50	3,57	—	—	—
26	300—310	2,35	46,16	0,8452	—	245	9,35	4,02	1,51	5	0,25
27	310—320	2,40	48,56	0,8470	1,4691	260	10,90	4,50	1,75	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
28	320—330	1,47	50,03	0,8505	1,4735	280	11,85	4,81	1,91	10	—
29	330—340	1,51	51,54	0,8540	—	271	13,10	5,15	2,20	12	0,28
30	340—350	1,64	53,18	0,8601	1,4785	290	21,62	6,02	2,31	—	—
31	350—360	1,82	55,00	0,8645	—	315	—	7,30	2,50	21	—
32	360—370	1,06	56,06	0,8705	—	316	—	8,65	2,85	—	—
33	370—380	0,98	57,04	0,8721	1,4870	320	—	9,30	3,25	30	0,31
34	380—390	1,13	58,17	0,8750	1,4905	335	—	12,42	3,71	—	—
35	390—400	0,84	59,01	0,8773	—	350	—	13,98	4,03	—	—
36	400—420	1,19	60,20	0,8807	—	363	—	16,40	4,68	34	0,32
37	420—440	1,80	62,00	0,8860	1,4973	383	—	23,51	5,90	—	—
38	440—450	1,51	63,51	0,8912	—	399	—	29,93	6,63	36	—
39	450—460	1,49	65,00	0,8989	1,5042	423	—	41,15	8,40	40	0,35
40	460—470	1,56	66,56	—	—	450	—	52,02	9,13	—	—
41	470—480	1,48	68,04	—	—	480	—	71,15	12,30	45	—
42	480—500	2,46	70,50	—	—	—	—	81,00	13,10	46	—
43	Остаток	29,50	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—

361. Разгонка (ИТК) битковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,49	0,49	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—62	2,31	2,80	—	—	72	—	—	—	—	—
3	62—80	1,80	4,60	—	1,4082	88	—	—	—	—	0,009
4	80—95	2,92	7,52	0,7267	—	—	—	—	—	—	0,01
5	95—110	2,13	9,65	0,7450	1,4231	100	0,70	—	—	—	0,01
6	110—120	0,35	10,00	0,7475	—	—	—	—	—	—	0,015
7	120—130	0,79	10,79	0,7564	—	—	0,83	—	—	—	—
8	130—140	0,21	11,00	0,7745	1,4293	132	—	—	—	—	0,018
9	140—150	1,09	12,09	0,7714	—	—	—	—	—	—	0,018
10	150—160	1,01	13,10	0,7827	1,4360	139	0,95	0,74	—	—	—
11	160—170	1,21	14,31	0,7824	—	—	1,20	0,80	—	—	0,020
12	170—180	0,69	15,00	0,7880	1,4412	150	1,28	0,91	—	—58	0,022
13	180—190	0,78	15,78	0,7894	—	—	—	—	—	—	—
14	190—200	0,79	16,57	0,7950	1,4474	160	1,63	1,01	—	—52	—
15	200—210	0,93	17,50	0,8174	—	—	—	—	—	—	0,055
16	210—220	1,38	18,88	0,8181	1,4535	181	2,98	1,30	—	—	—
17	220—230	1,48	20,36	0,8291	—	—	3,21	1,65	—	—38	0,08
18	230—240	1,15	21,51	0,8245	1,4609	207	3,60	1,98	—	—	—
19	240—250	0,59	22,10	0,8341	—	—	3,81	2,40	—	—30	0,18
20	250—260	1,80	23,90	0,8319	—	—	6,40	3,05	—	—27	—
21	260—270	1,91	25,81	0,8407	1,4632	232	—	—	—	—21	0,20

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
22	270—280	1,71	27,52	0,8419	—	—	—	—	—	—15	—
23	280—290	0,58	28,10	0,8412	—	—	11,03	4,44	—	—10	0,26
24	290—300	1,55	29,65	0,8312	1,4665	265	—	—	—	—7	0,28
25	300—310	0,13	29,78	0,8273	—	—	13,56	4,72	1,93	—3	—
26	310—320	0,22	30,00	0,8388	—	—	—	—	—	—2	—
27	320—330	2,00	32,00	0,8367	1,4722	312	15,05	5,13	2,12	8	0,32
28	330—340	2,76	34,76	0,8484	—	—	17,01	5,65	2,40	12	—
29	340—350	0,89	35,65	0,8528	1,4757	360	19,43	6,75	2,52	13	—
30	350—360	0,85	36,50	0,8554	—	—	22,34	7,78	2,77	15	0,44
31	360—370	1,68	38,18	0,8589	1,4797	363	—	—	—	22	—
32	370—380	1,84	40,02	—	—	—	—	11,80	3,71	25	—
33	380—390	2,25	42,27	—	1,4834	370	—	14,90	4,15	30	—
34	390—400	2,73	45,00	—	—	—	—	16,80	4,80	32	0,65
35	400—420	3,00	48,00	—	—	—	—	19,10	5,10	38	—
36	420—440	3,02	51,02	—	1,4890	388	—	—	—	42	—
37	440—450	1,46	52,48	—	—	—	—	33,90	7,28	—	0,71
38	450—460	0,82	53,30	—	—	—	—	—	—	47	0,75
39	460—470	0,79	54,09	—	—	—	—	55,00	10,20	—	—
40	470—480	0,91	55,00	—	—	—	—	—	12,00	48	—
41	Остаток	45,00	100,00	—	—	—	—	—	—	50	—

362. Разгонка (ИТК) оровской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С
		отдельных фракций	суммарный						
1	До 28 (газ до C_4)	0,65	0,65	—	—	—	—	—	—
2	28—60	1,84	2,49	—	—	—	—	—	—
3	60—70	1,35	3,84	0,7004	1,3964	—	—	—	—
4	70—80	3,85	7,69	0,7233	1,4072	—	—	—	—
5	80—90	1,02	8,71	0,7435	1,4122	—	—	—	—
6	90—100	0,62	9,33	0,7437	1,4137	—	—	—	—
7	100—110	0,47	9,80	0,7419	1,4154	—	—	—	—
8	110—120	1,01	10,81	0,7472	1,4173	—	—	—	—
9	120—130	1,93	12,74	0,7561	1,4237	—	—	—	—
10	130—140	2,05	14,79	0,7660	1,4292	—	—	—	—
11	140—150	1,95	16,74	0,7714	1,4314	—	—	—	—
12	150—160	1,32	18,06	0,7758	1,4360	—	—	—	—
13	160—170	2,06	20,12	0,7849	1,4399	—	—	—	—
14	170—180	1,72	21,84	0,7897	1,4428	—	—	—	—
15	180—190	1,47	23,31	0,7966	1,4457	0,95	—	—	—
16	190—200	1,33	24,64	0,8021	1,4491	1,69	—	—	—
17	200—210	1,69	26,33	0,8073	1,4516	1,90	—	—	—
18	210—220	1,87	28,20	0,8092	1,4538	2,23	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 60 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный						
19	220—230	1,45	29,75	0,8264	1,4623	2,40	—	—	—
20	230—240	1,35	31,10	0,8265	1,4629	2,79	—	—	—
21	240—250	1,31	32,41	0,8286	1,4650	3,17	—	—	—
22	250—260	2,47	34,88	0,8320	1,4660	3,69	—	—	—
23	260—270	1,91	36,79	0,8381	1,4714	4,10	—	—	—
24	270—280	2,67	39,46	0,8385	1,4721	4,89	—	—	—14
25	280—290	2,30	41,85	0,8389	1,4703	5,89	—	—	—11
26	290—300	3,23	45,08	0,8392	1,4702	6,97	—	—	—5
27	300—310	2,33	47,41	0,8410	1,4727	8,61	—	—	1
28	310—320	1,38	48,79	0,8462	1,4733	—	4,21	—	8
29	320—330	1,96	50,75	0,8525	1,4780	—	4,71	—	12
30	330—340	2,16	52,91	0,8581	1,4816	—	5,74	—	16
31	340—350	1,11	54,02	0,8740	1,4903	—	6,31	—	16
32	350—360	1,11	55,13	0,8735	1,4861	—	7,50	—	23
33	360—370	1,24	56,37	0,8630	1,4854	—	8,36	—	27
34	370—380	1,75	58,12	0,8640	1,4859	—	9,33	—	30
35	380—390	2,24	60,36	0,8692	1,4871	—	10,69	—	32
36	390—400	2,13	62,49	0,8701	1,4898	—	13,25	—	34
37	400—410	2,80	65,29	0,8782	1,4928	—	15,85	—	37
38	410—420	1,91	67,20	0,8785	1,4941	—	18,37	—	40
39	420—430	2,03	69,23	0,8840	1,4966	—	23,01	—	42
40	430—440	2,85	72,08	0,8920	1,4999	—	29,84	—	43
41	440—450	2,53	74,61	0,8945	1,5035	—	—	7,97	44
42	450—460	1,98	76,59	0,9020	1,5070	—	—	9,00	46
43	460—470	2,11	78,70	0,9065	1,5099	—	—	9,52	47
44	470—480	2,46	81,16	0,9082	1,5094	—	—	—	48
45	480—490	0,33	81,49	0,9085	1,5094	—	—	—	48
46	490—500	0,35	81,84	0,9117	1,5099	—	—	11,06	50
47	Остаток	18,16	100,00	—	—	—	—	12,81	—

363. Разгонка (ИТК) уличнянской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 60 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный						
1	До 28 (газ до C_4)	0,70	0,70	—	—	—	—	—	—
2	28—50	4,54	5,24	—	—	—	—	—	—
3	50—60	1,95	7,19	—	1,3835	—	—	—	—
4	60—70	0,98	8,17	—	1,3940	—	—	—	—
5	70—80	0,93	9,10	—	1,3989	—	—	—	—
6	80—90	1,74	10,84	0,7181	1,4065	—	—	—	—
7	90—100	2,22	13,06	0,7352	1,4113	—	—	—	—
8	100—110	1,97	15,03	0,7410	1,4126	—	—	—	—
9	110—120	2,31	17,34	0,7463	1,4202	—	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	n_D^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °C
		отдельных фракций	суммарный						
10	120—130	2,55	19,89	0,7585	1,4262	—	—	—	—
11	130—140	2,24	22,13	0,7656	1,4304	—	—	—	—
12	140—150	1,82	23,95	0,7708	1,4332	—	—	—	—
13	150—160	1,76	25,71	0,7757	1,4333	—	—	—	—
14	160—170	2,34	28,05	0,7869	1,4405	—	—	—	—
15	170—180	1,95	30,00	0,7890	1,4430	—	—	—	—
16	180—190	1,61	31,61	0,7930	1,4443	—	—	—	—
17	190—200	1,60	33,21	0,7971	1,4468	—	—	—	—
18	200—210	1,63	34,84	0,8029	1,4497	—	—	—	—
19	210—220	2,10	36,94	0,8078	1,4528	2,18	—	—	—
20	220—230	1,12	38,06	0,8231	1,4623	2,56	—	—	—
21	230—240	1,73	39,79	0,8225	1,4626	2,72	—	—	—
22	240—250	1,51	41,30	0,8253	1,4649	3,03	—	—	—
23	250—260	2,24	43,54	0,8304	1,4675	3,48	—	—	—
24	260—270	2,32	45,86	0,8359	1,4714	3,98	—	—	—22
25	270—280	2,36	48,22	0,8388	1,4725	4,80	—	—	—13
26	280—290	2,00	50,22	0,8371	1,4704	5,72	—	—	—5
27	290—300	2,50	52,72	0,8330	1,4692	6,62	—	—	—4
28	300—310	2,25	54,97	0,8362	1,4668	7,78	—	—	0
29	310—320	2,30	57,27	0,8428	1,4736	—	4,29	—	6
30	320—330	1,52	58,79	0,8509	1,4786	—	4,74	—	12
31	330—340	1,73	60,52	0,8570	1,4825	—	5,51	—	15
32	340—350	0,87	61,39	0,8620	1,4863	—	6,05	—	16
33	350—360	0,94	62,33	—	1,4964	—	6,68	—	19
34	360—370	1,50	63,83	—	1,4836	—	7,09	—	22
35	370—380	2,05	65,88	—	1,4830	—	8,07	—	27
36	380—390	2,83	68,71	—	1,4850	—	10,31	—	32
37	390—400	3,13	71,84	—	1,4877	—	17,06	—	36
38	400—410	1,55	73,39	—	1,4916	—	17,14	—	39
39	410—420	1,51	74,90	—	1,4939	—	19,69	6,19	41
40	420—430	2,17	77,07	—	1,4974	—	—	7,12	44
41	430—440	2,31	79,38	—	1,4983	—	—	8,60	45
42	440—450	2,50	81,88	—	1,5042	—	—	8,72	45
43	450—460	1,02	82,90	—	1,5042	—	—	8,96	46
44	460—470	1,59	84,49	—	1,5052	—	—	9,66	47
45	470—480	3,62	88,11	—	1,5094	—	—	—	48
46	Остаток	11,89	100,00	—	—	—	—	—	—

364. Разгонка (ИТК) леляковской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							
1	До 28 (газ до C_4)	2,90	2,90	—	—	—	—	—	—	—
2	28—56	3,10	6,00	—	1,3700	80	—	—	—	—
3	56—78	2,50	8,50	0,7061	—	89	—	—	—	0,015
4	78—84	2,18	10,68	0,7132	1,3905	94	—	—	—	—
5	84—94	2,32	13,00	0,7345	1,4080	98	—	—	—	—
6	94—100	2,50	15,50	0,7360	—	101	—	—	—	0,028
7	100—109	2,70	18,20	0,7470	1,4171	103	—	—	—	—
8	109—121	2,54	20,74	0,7503	—	106	—	—	—	—
9	121—134	2,66	23,40	0,7620	—	119	—	—	—	0,036
10	134—144	2,90	26,30	0,7705	1,4330	120	—	—	—	0,037
11	144—159	2,80	29,10	0,7781	—	129	—	—	—	—
12	159—173	2,80	31,90	0,7820	1,4350	142	—	—	—	0,042
13	173—190	2,60	34,50	0,7930	1,4363	147	—	—	—	—
14	190—195	3,10	37,60	0,8024	1,4430	150	1,45	—	—	0,063
15	195—205	2,90	40,50	0,8075	1,4500	157	1,91	—	—52	—
16	205—230	3,10	43,60	0,8280	1,4530	174	2,56	1,57	—49	0,080
17	230—250	3,12	46,72	0,8400	1,4700	195	3,42	1,97	—34	0,120
18	250—278	3,18	49,90	0,8480	—	215	4,52	2,33	—22	—
19	278—288	3,40	53,30	0,8550	1,4795	232	6,39	3,02	—19	0,150
20	288—302	3,30	56,60	0,8600	—	249	9,35	3,60	—9	—
21	302—312	3,20	59,80	0,8655	—	270	14,23	5,52	—3	—
22	312—344	3,40	63,20	0,8791	—	290	22,58	7,68	—3	0,350
23	344—362	3,20	66,40	0,8840	1,4900	318	38,07	11,30	—	—
24	362—386	3,40	69,80	0,9030	1,4935	350	—	17,75	—	0,52
25	386—418	3,50	73,30	0,9131	1,5081	400	—	29,43	—	—
26	418—452	4,50	77,80	0,9201	1,5105	430	—	47,40	—	—
27	452—477	1,40	79,20	0,9250	—	451	—	64,78	—	0,90
28	477—500	3,80	83,00	0,9320	—	473	—	—	—	—
29	Остаток	17,00	100,00	—	—	—	—	—	—	—

365. Разгонка (ИТК) гнединцевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	4,70	4,70	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—70	2,30	7,00	—	1,3700	—	—	—	—	—	—
3	70—80	0,50	7,50	0,6950	—	90	—	—	—	—	—
4	80—88	1,60	9,10	0,7022	1,3990	92	—	—	—	—	—
5	88—96	2,20	11,30	0,7158	—	96	—	—	—	—	—
6	96—104	2,20	13,50	0,7287	—	99	—	—	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
7	104—111	2,30	15,80	0,7333	1,4165	102	—	—	—	—	—
8	111—119	2,30	18,10	0,7450	—	106	0,80	—	—	—	—
9	119—128	2,30	20,40	0,7541	—	110	0,84	—	—	—	—
10	128—139	2,30	22,70	0,7678	1,4331	113	0,86	—	—	—	—
11	139—149	2,35	25,05	0,7686	—	120	0,94	—	—	—	—
12	149—158	2,45	27,50	0,7760	—	128	1,00	0,60	—	—	—
13	158—170	2,40	29,90	0,7812	1,4400	136	1,10	0,70	—	—	0,0008
14	170—185	2,38	32,28	0,7865	—	146	1,16	0,84	—	—	—
15	185—199	2,42	34,70	0,7960	—	156	1,42	1,04	—	—53	0,002
16	199—224	2,43	37,13	0,8180	—	175	2,08	1,24	0,80	—47	0,002
17	224—248	2,47	39,60	0,8334	1,4650	196	3,10	1,50	0,95	—33	0,003
18	248—262	2,50	42,10	0,8430	—	208	4,02	1,82	1,23	—29	0,004
19	262—271	2,60	44,70	0,8550	—	218	4,83	2,00	1,30	—26	—
20	271—291	2,57	47,27	0,8652	—	238	6,20	2,32	1,42	—25	0,008
21	291—304	2,73	50,00	0,8701	1,4861	249	8,52	2,70	1,54	—22	—
22	304—317	2,70	52,70	0,8780	—	261	10,64	3,20	1,66	—17	0,10
23	317—335	2,79	55,49	0,8888	—	270	14,44	4,54	2,14	—9	—
24	335—356	2,81	58,30	0,8991	—	287	23,00	5,40	3,00	—2	0,18
25	356—380	2,80	61,10	0,9080	—	307	—	6,80	3,38	8	—
26	380—393	2,80	63,90	0,9131	1,5040	329	—	15,00	5,34	18	—
27	393—410	2,80	66,70	0,9168	—	349	—	33,00	7,06	23	—
28	410—420	2,80	69,50	0,9205	—	370	—	51,40	9,20	26	—
29	420—435	2,83	72,33	0,9263	—	397	—	68,20	12,00	28	—
30	435—450	2,97	75,30	0,9314	1,5158	438	—	100,00	15,10	30	—
31	450—477	2,85	78,15	0,9340	—	481	—	141,50	—	32	—
32	477—501	3,25	81,40	—	—	—	—	—	—	—	—
33	Остаток	18,60	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—

366. Разгонка (ИТК) качановской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							
1	До 28 (газ до C_4)	1,23	1,23	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	5,27	6,50	—	—	—	—	—	—	—
3	60—70	0,80	7,30	0,7120	91	—	—	—	—	—
4	70—80	1,20	8,50	0,7211	96	—	—	—	—	—
5	80—90	1,30	9,80	0,7274	105	—	—	—	—	—
6	90—100	2,50	12,30	0,7365	109	—	—	—	—	—
7	100—110	2,40	14,70	0,7403	114	—	—	—	—	—
8	110—120	2,60	17,30	0,7452	118	0,81	—	—	—	0,012
9	120—130	1,70	19,00	0,7500	120	0,86	—	—	—	0,020
10	130—140	1,80	20,80	0,7555	121	0,90	0,53	—	—	0,024

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							
11	140—150	1,60	22,40	0,7640	124	—	—	—	—	—
12	150—160	1,70	24,10	0,7710	128	—	—	—	—	—
13	160—170	2,20	26,30	0,7781	132	1,17	0,80	—	—52	0,036
14	170—180	2,80	29,10	0,7843	140	—	—	—	—	0,040
15	180—190	2,00	31,10	0,7895	148	1,44	1,00	0,71	—35	0,041
16	190—200	1,30	32,40	0,7947	153	—	—	—	—	—
17	200—210	1,50	33,90	0,8009	158	1,77	1,08	0,82	—32	0,047
18	210—220	1,50	35,40	0,8081	168	—	—	—	—	—
19	220—230	1,40	36,80	0,8147	175	2,52	1,21	0,87	—26	0,052
20	230—240	1,40	38,20	0,8205	185	—	—	—	—	—
21	240—250	1,30	39,50	0,8263	194	—	—	—	—20	0,080
22	250—260	1,30	40,80	0,8322	206	—	—	—	—	—
23	260—270	1,70	42,50	0,8384	215	4,90	1,89	1,25	—19	0,10
24	270—280	1,00	43,50	0,8436	225	—	—	—	—	—
25	280—290	1,30	44,80	0,8484	234	—	—	—	—19	—
26	290—300	1,90	46,70	0,8528	245	8,40	2,90	1,48	—15	0,15
27	300—310	2,70	49,40	0,8576	255	—	—	—	—10	—
28	310—320	2,00	51,40	0,8680	267	—	—	—	—6	—
29	320—330	1,60	53,00	0,8670	278	—	—	—	3	0,19
30	330—340	2,00	55,00	0,8721	286	—	—	—	—	—
31	340—350	2,40	57,40	0,8765	295	25,00	5,61	3,01	—	—
32	350—360	2,00	59,40	0,8803	308	—	—	—	—	—
33	360—370	1,50	60,90	0,8852	310	—	—	—	14	0,24
34	370—380	1,10	62,00	0,8894	320	—	—	—	—	—
35	380—390	1,10	63,10	0,8936	327	—	—	—	—	—
36	390—400	1,10	64,10	0,8978	334	—	—	—	—	—
37	400—410	1,00	65,10	0,9027	342	—	35,08	8,01	—	—
38	410—420	2,50	67,60	0,9079	346	—	—	—	33	—
39	420—430	1,40	69,00	—	—	—	73,12	14,05	—	0,46
40	430—440	2,00	71,00	—	—	—	—	—	—	—
41	440—450	1,80	72,80	—	—	—	—	—	—	—
42	450—460	8,40	81,20	—	—	—	—	—	—	0,57
43	Остаток	18,80	100,00	—	—	—	—	—	—	—

367. Разгонка (ИТК) глинско-розбышевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	1,25	1,25	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—74	2,42	3,67	0,6686	1,3804	—	—	—	—	—	—
3	74—84	2,43	6,10	0,6962	1,4100	90	—	—	—	—	—

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
4	84—99	3,36	9,46	0,7376	1,4123	96	—	—	—	—	—
5	99—111	2,54	12,00	0,7505	1,4209	102	—	—	—	—	0,01
6	111—126	2,60	14,60	0,7585	1,4241	108	—	—	—	—	—
7	126—142	2,41	17,01	0,7687	1,4329	114	—	—	—	—	0,026
8	142—151	2,65	19,66	0,7761	1,4350	118	0,93	—	—	—	0,03
9	151—165	2,79	22,45	0,7858	1,4390	123	1,12	—	—	—	0,052
10	165—178	2,95	25,40	0,7898	1,4410	134	1,24	—	—	—	0,06
11	178—191	2,60	28,00	0,7964	1,4449	145	1,75	—	—	—57	0,08
12	191—205	3,52	31,52	0,8067	1,4510	151	2,34	—	—	—50	0,09
13	205—225	3,08	34,60	0,8224	1,4571	162	2,57	—	—	—45	0,10
14	225—250	3,20	36,80	0,8282	1,4618	174	3,02	1,71	—	—38	0,14
15	250—255	3,05	39,85	0,8366	1,4650	186	3,68	2,47	—	—31	0,17
16	255—265	3,05	42,90	0,8445	1,4690	200	4,43	2,51	—	—25	0,23
17	265—287	3,03	45,93	0,8477	1,4700	212	6,48	2,85	—	—18	0,24
18	287—298	2,97	48,90	0,8487	1,4710	251	8,27	3,42	—	—6	0,26
19	298—312	2,95	51,85	0,8524	1,4723	263	10,78	4,11	—	—2	0,32
20	312—333	3,20	55,15	0,8547	1,4762	278	14,67	5,64	—	—2	0,41
21	333—348	3,00	58,15	0,8629	1,4804	282	20,86	7,21	2,42	14	0,40
22	348—370	3,25	61,40	0,8687	1,4841	291	—	9,62	2,81	17	0,63
23	370—378	3,18	64,58	0,8719	1,4872	302	—	19,22	3,72	19	0,96
24	378—400	8,62	73,20	0,8920	1,4956	323	—	26,65	5,89	22	0,98
25	400—450	1,40	74,60	0,9104	1,5018	381	—	—	10,05	28	1,07
26	450—500	4,80	79,40	0,9164	1,5082	400	—	—	15,07	31	1,14
27	Остаток	20,60	100,00	—	—	—	—	—	—	31	1,72

368. Разгонка (ИТК) прилукской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		d_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,72	0,72	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—61	1,58	2,30	0,6385	—	73	—	—	—	—	—
3	61—70	2,30	4,60	0,6802	1,3850	82	—	—	—	—	0,006
4	70—84	2,60	7,20	0,7108	1,3990	96	—	—	—	—	0,014
5	84—120	2,70	9,90	0,7267	1,4080	109	—	—	—	—	0,012
6	120—135	2,70	12,60	0,7373	1,4130	113	—	—	—	—	0,024
7	135—151	2,70	14,30	0,7519	1,4220	121	—	—	—	—	0,031
8	151—168	2,83	17,13	0,7619	1,4280	134	—	—	—	—	0,035
9	168—184	2,72	19,85	0,7730	1,4412	144	—	—	—	—	0,018
10	184—193	2,80	22,65	0,7880	1,4418	153	1,50	—	—	—	0,025
11	193—203	2,85	25,50	0,7954	1,4445	168	1,91	—	—	—	0,011
12	203—221	3,90	29,40	0,8002	1,4470	178	2,37	1,52	—	—42	0,017
13	221—248	2,90	32,30	0,8086	1,4520	186	2,90	1,74	—	—35	0,013

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
14	248—256	2,90	35,20	0,8179	1,4578	194	3,53	1,92	—	—28	0,027
15	256—268	2,90	38,10	0,8235	1,4608	214	4,47	2,23	—	—23	0,039
16	268—289	2,90	41,00	0,8266	1,4612	218	5,61	2,54	—	—15	0,032
17	289—301	2,90	43,90	0,8304	1,4625	223	6,57	3,18	—	—12	0,054
18	301—310	2,60	46,50	0,8293	1,4640	243	8,24	3,78	—	—5	0,057
19	310—322	3,10	49,60	0,8376	1,4672	267	10,86	4,67	1,94	—1	0,047
20	322—342	2,95	52,55	0,8418	1,4715	287	14,62	5,32	2,22	6	0,071
21	342—351	3,24	55,79	0,8509	1,4775	290	20,70	7,60	2,65	12	0,074
22	351—371	2,81	58,60	0,8580	1,4778	313	—	9,62	3,14	18	0,086
23	371—390	2,70	61,30	0,8739	1,4840	338	—	14,30	3,78	23	0,081
24	390—433	3,10	64,40	0,8899	1,4945	386	—	28,72	5,25	—	0,24
25	433—440	3,00	67,40	0,8934	1,4982	411	—	38,81	7,14	—	0,19
26	440—460	3,00	70,40	0,8970	1,4990	436	—	—	11,92	—	0,23
27	460—500	6,70	77,10	0,8991	1,5108	485	—	—	—	—	0,25
28	Остаток	28,9	100,00	0,9455	—	—	—	—	—	35	0,45

369. Разгонка (ИТК) рыбальской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	2,30	2,30	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—75	3,60	5,90	0,7059	1,4010	93	—	—	—	—	—
3	75—92	2,60	8,50	0,7552	1,4210	99	—	—	—	—	—
4	92—102	2,70	11,20	0,7629	1,4268	104	—	—	—	—	0,0012
5	102—112	2,80	14,00	0,7767	1,4360	107	—	—	—	—	—
6	112—128	2,80	16,80	0,7805	1,4398	110	—	—	—	—	—
7	128—140	2,80	19,60	0,7891	1,4435	112	—	—	—	—	—
8	140—152	2,80	22,40	0,7957	1,4474	117	0,93	—	—	—	—
9	152—165	2,80	25,20	0,7936	1,4430	129	1,04	—	—	—	—
10	165—175	2,70	27,90	0,8034	1,4488	137	1,21	—	—	—	—
11	175—188	2,70	30,60	0,8083	1,4499	149	1,46	—	—	—	—
12	188—197	2,80	33,40	0,8111	1,4524	159	1,77	—	—	—	0,014
13	197—225	2,90	36,30	0,8239	1,4612	174	2,08	—	—	—50	—
14	225—242	2,80	39,10	0,8317	1,4660	182	2,48	—	—	—42	0,079
15	242—250	2,80	41,90	0,8360	1,4680	191	2,79	—	—	—34	0,081
16	250—265	2,90	44,80	0,8424	1,4728	200	3,28	—	—	—29	—
17	265—272	2,90	47,70	0,8472	1,4739	207	3,79	—	—	—25	—
18	272—275	2,90	50,60	0,8486	1,4745	215	4,35	—	—	—20	—
19	275—290	2,90	53,50	0,8506	1,4742	221	5,24	—	—	—15	0,089
20	290—305	2,80	56,30	0,8441	1,4720	223	5,52	—	—	—11	—
21	305—320	2,80	59,10	0,8476	1,4700	237	6,61	3,42	—	6	—
22	320—329	2,80	61,90	0,8478	1,4702	242	7,60	3,86	—	—2	—
23	329—332	2,90	64,80	0,8526	1,4725	248	9,27	4,42	—	3	0,099

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
24	332—345	3,00	67,80	0,8615	1,4761	267	11,31	5,04	1,91	7	0,13
25	345—355	2,90	70,70	0,8630	1,4779	276	13,99	6,08	2,16	12	0,17
26	355—370	2,90	73,60	0,8643	1,4789	304	—	7,02	2,47	17	0,22
27	370—385	2,90	76,50	0,8667	1,4849	322	—	8,73	2,94	21	0,26
28	385—400	3,00	79,50	0,8683	1,4881	348	—	10,54	3,48	24	0,28
29	400—407	1,50	81,00	0,8741	1,4909	371	—	14,03	4,09	29	0,52
30	407—500	5,80	86,80	0,9050	1,5033	424	—	—	9,76	36	0,65
31	Остаток	13,20	100,00	0,9628	—	—	—	—	—	38	1,10

370. Разгонка (ИТК) новогригорьевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,70	0,70	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—76	2,28	2,98	0,6708	1,3830	—	—	—	—	—	—
3	76—94	2,20	5,18	0,7294	1,4080	87	0,69	—	—	—	—
4	94—102	2,42	7,60	0,7488	1,4172	90	0,75	—	—	—	0,006
5	102—110	2,70	10,30	0,7586	1,4222	95	0,76	—	—	—	—
6	110—125	2,60	12,90	0,7639	1,4258	113	0,79	—	—	—	0,01
7	125—136	2,55	15,45	0,7749	1,4290	132	0,88	—	—	—	—
8	136—148	2,45	17,90	0,7802	1,4372	139	0,89	—	—	—	—
9	148—161	2,35	20,25	0,7814	1,4382	147	0,95	0,71	—	—	0,03
10	161—171	2,75	23,00	0,7870	1,4410	150	1,14	0,73	—	—	—
11	171—184	2,50	25,50	0,7917	1,4430	156	1,27	0,87	—	—68	—
12	184—198	2,45	27,95	0,7969	1,4482	160	1,52	0,99	—	—55	0,044
13	198—205	2,65	30,60	0,8000	1,4500	169	1,88	1,19	—	—52	—
14	205—220	2,90	33,50	0,8059	1,4500	174	2,16	1,35	—	—39	0,05
15	220—230	2,90	36,40	0,8075	1,4530	181	2,52	1,49	—	—36	—
16	230—241	2,80	39,20	0,8166	1,4550	188	2,94	1,69	—	—27	—
17	241—253	2,75	41,95	0,8207	1,4600	196	3,45	1,97	—	—23	0,070
18	253—263	3,15	45,10	0,8231	1,4610	207	3,89	2,17	—	—20	0,074
19	263—275	2,88	47,98	0,8256	1,4620	223	4,84	2,41	—	—11	0,078
20	275—280	3,02	51,00	0,8270	1,4622	232	5,47	2,76	—	—7	—
21	280—290	2,00	53,00	0,8275	1,4639	243	6,55	3,15	—	—4	—
22	290—305	2,75	55,75	0,8300	1,4663	262	—	3,66	1,64	1	0,086
23	305—318	2,95	58,70	0,8316	1,4670	279	—	4,02	1,78	7	0,095
24	318—335	5,68	64,38	0,8400	1,4712	288	—	4,93	2,04	15	—
25	335—340	3,72	68,10	0,8131	1,4730	300	—	6,22	2,35	21	0,12
26	340—345	2,80	70,90	0,8458	1,4748	340	—	7,40	2,61	26	0,13
27	345—360	2,60	73,50	0,8486	1,4756	348	—	8,79	3,08	30	—
28	360—390	2,70	76,20	0,8508	1,4772	359	—	10,88	3,53	34	0,14
29	390—405	2,40	78,60	0,8595	1,4790	369	—	14,55	4,09	36	—
30	405—450	7,00	85,60	0,8629	1,4820	388	—	14,63	4,17	36	0,15
31	450—500	4,00	89,60	0,8796	1,4975	418	—	32,71	7,37	37	0,25
32	Остаток	10,40	100,00	—	—	—	—	—	—	37	—

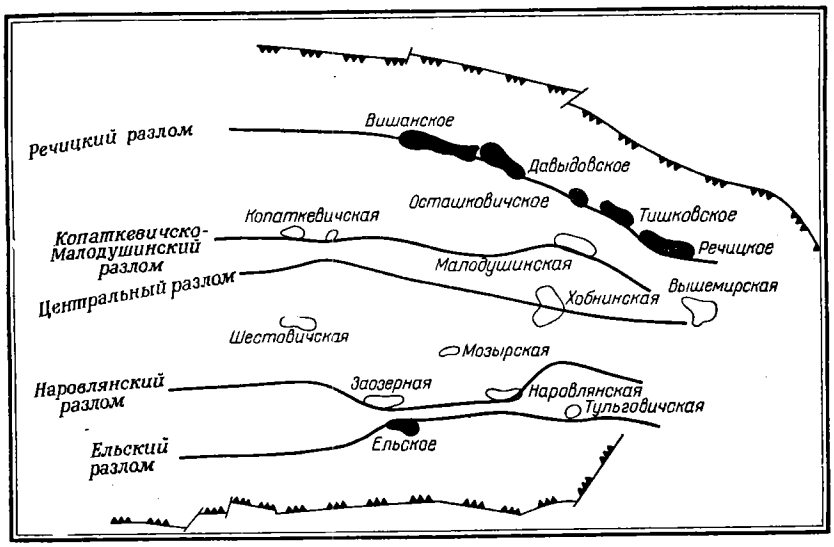

Рис. 8. Схема размещения нефтяных месторождений Белорусской ССР.

Крупные нефтяные месторождения Белорусской ССР открыты в Припятской впадине, расположенной в юго-восточной части республики. Впадина представляет собой крупный внутриплатформенный прогиб, выполненный мощной толщей осадочных образований. Осадочный комплекс отложений слагается породами девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя. Наибольшей мощностью обладают девонские отложения, в которых преобладает соленосная толща. Эта толща разделяется задонско-елецкими межсолевыми отложениями на две части — верхнюю соль и нижнюю соль. По возрасту верхняя соль относится к елецко-данково-лебедянским слоям, а нижняя соль — к евлановско-ливенским. Подсолевые отложения относятся к франскому и живетскому ярусам и сложены терригенными породами, доломитами и известняками. Известняки залегают в средней части франского яруса и относятся к воронежским петинско-семилукским и верхне-щигровским слоям.

Надсолевые отложения представлены терригенными образованиями и относятся к данково-лебедянским слоям девона, каменно-угольным и пермским системам палеозоя, к мезозою и третичным отложениям.

С севера и юга Припятская впадина ограничена глубинными разломами, а с запада границей впадины является линия выклинивания соленосных отложений.

Геофизическими исследованиями установлено, что впадина разбита крупными разломами, из которых пять прослежены достаточно четко: Речицкий, Копаткевичско-Малодушинский, Центральный, Наровлянский и Ельский. Речицкий разлом подтвержден глубоким бурением; с разломом связаны пять нефтяных месторождений, открытых к настоящему времени: Речицкое, Осташковичское, Тишковское, Давыдовское и Вишанское. Кроме того, найдена еще небольшая залежь в южной части впадины на Ельской площади. На всех этих месторождениях залежи нефти приурочены к задонско-елецким, воронежским и петинско-семилукским слоям. Только одна залежь на Ельском месторождении приурочена к известнякам, залегающим в подошве верхней соли. На Речицком и Осташковичском месторождениях открыто по три залежи нефти: в задонско-елецких, воронежских и петинско-семилукских слоях. На Тишковском и Давыдовском месторождениях залежи приурочены к задонско-елецким слоям, а на Вишанском — к петинским и воронежским слоям.

Нефти Белорусской ССР различаются по физико-химической характеристике и по качеству получаемых из них нефтепродуктов. Среди нефтей имеются малосернистые, с содержанием серы до 0,5% (осташковичские подсолевых и воронежских отложений, речицкая подсолевых отложений) и сернистые, с содержанием серы выше 0,5% (вишанская воронежского горизонта, осташковичские и речицкая межсолевых отложений).

Все исследованные нефти высокопарафинистые, содержание парафина в них превышает 6%. Содержание смолистых веществ колеблется от 7,0 до 18%. Наименьшим содержанием смолистых веществ отличается речицкая нефть подсолевых отложений (смол силикагелевых 7,04%, асфальтенов 0,11%), наивысшим — осташковичская нефть межсолевых отложений (смол силикагелевых 18,20%, асфальтенов 2,95%).

По выходу светлых дистиллятов нефти также значительно различаются. Выход фракций, выкипающих до 200 °С, колеблется от 18 до 30,4%, фракций, выкипающих до 300 °С, от 40,2 до 59,3%.

Нефти одного и того же месторождения различаются в зависимости от глубины залегания, как это наглядно видно из данных, приведенных ниже на примере нефтей Осташковичского месторождения:

Показатели	Отложения		
	межсолевые	подсолевые	воронежские
Глубина перфорации, *м*	2720—2710	3250—3238	3265—3253
Плотность ρ_4^0	0,8698	0,8295	0,8252
Вязкость ν_{20}, *сст*	58,19	35,40	13,67
Содержание, %			
серы	0,77	0,31	0,28
асфальтенов	1,93	0,87	0,40
Выход фракций, %			
до 200 °С	19,4	29,0	30,4
до 350 °С	40,2	58,3	59,3

С увеличением глубины отбора нефтей снижается их плотность и вязкость, резко уменьшается содержание серы и асфальтенов, значительно увеличивается выход фракций, выкипающих до 200 и 350 °С.

Бензиновые фракции всех исследованных нефтей обладают низкими октановыми числами, что объясняется значительным содержанием во фракциях парафиновых углеводородов, в основном нормального строения. Бензиновые фракции большинства нефтей не являются благоприятным сырьем для каталитического риформинга. Наибольшим содержанием нафтеновых углеводородов (30—31%) отличаются фракции речицких нефтей, выкипающие до 120 °С. Сера в бензиновых фракциях всех нефтей практически отсутствует.

Из всех нефтей могут быть получены осветительные керосины, обладающие хорошими фотометрическими свойствами (высота некоптящего пламени для фракции 150—280 °С равна 21—26 *мм*).

Дизельные дистилляты отличаются высокими цетановыми числами, но из большинства нефтей по температуре застывания для получения летнего дизельного топлива годны только фракции, выкипающие в пределах 150—350, 200—350 и 240—320 °С.

Из фракций 200—350 и 240—350 °С карбамидной депарафинизацией может быть получено значительное количество жидких парафинов (углеводороды, образующие комплекс с карбамидом), которые являются сырьем для нефтехимического и микробиологического синтеза.

Из большинства нефтей могут быть получены топочные мазуты различных марок, отвечающие требованиям ГОСТа на нефтяное топливо из сернистых и высокопарафинистых нефтей. Из осташковичской нефти подсолевых и воронежских отложений из-за высокого содержания парафина в остатках топочные мазуты получить не удается.

Нефти Белорусской ССР значительно различаются как по содержанию, так и по качеству базовых масел. Суммарное потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных базовых масел колеблется в пределах 19,0—25,6% (считая на нефть). Масла из большинства нефтей отличаются низкими индексами вязкости. Самыми низкими индексами вязкости (46—77) отличаются масла из речицкой нефти межсолевых отложений, наиболее высокими (86—99) — масла из осташковичской нефти воронежских отложений.

371. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Горизонт	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{30}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								с обработкой	без обработки		при 38 °C	при 50 °C
Вишанская	Воронежский	2981—2964	2	0,8651	268	94,22	16,46	12	15	<—35	95	141
Осташковичская	Задонско-елецкий	2750—2742	5	0,8733	295	61,84	14,80	13	15	—35	187	251
Осташковичская	Задонско-елецкий	2720—2710	2	0,8698	262	58,19	11,39	13	14	—35	213	296
Осташковичская	Семилукско-петинский	3250—3238	3	0,8295	225	35,40	4,40	14	16	—32	220	305
Осташковичская	Воронежский	3265—3253	7	0,8252	201	13,67	3,45	—10	5	—	193	208
Речицкая	Задонско-елецкий	2026—1934	8	0,8683	275	80,00	13,09	—24	10	<—35	228	288
Речицкая	Семилукско-петинский	2759—2607	6	0,8393	262	18,40	5,40	—34	8	То же	307	397

Продолжение табл. 371

Нефть	№ скважины	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Содержание, %		Выход фракций, вес. %	
		содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				нафтеновых кислот	фенолов	до 200 °C	до 350 °C
Вишанская	2	8,19	52	0,68	0,10	42	15,00	3,43	5,78	0,041	0,140	0,0081	0,0069	20,2	42,9
Осташковичская	5	6,20	52	1,03	0,14	42	18,20	2,95	4,52	0,030	0,028	—	—	20,4	41,6
Осташковичская	2	6,70	53	0,77	0,13	38	14,00	1,93	4,40	0,020	0,056	0,0180	0,017	19,4	40,2
Осташковичская	3	9,35	50	0,31	0,04	22	8,41	0,87	1,24	0,010	0,025	0,0132	0,0607	29,0	58,3
Осташковичская	7	6,24	50	0,28	0,04	20	10,98	0,40	1,84	0,004	0,130	0,0360	0,0009	30,4	59,3
Речицкая	8	6,03	53	0,51	0,17	38	13,73	0,32	3,21	0,020	0,870	0,0500	0,0400	18,0	40,5
Речицкая	6	9,51	49	0,32	0,09	18	7,04	0,11	2,60	0,070	1,010	0,0120	0,0170	27,9	53,7

372. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	№ скважины	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
			120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Вишанская	2	76	7	11	12	14	18	22	26	30	32	38	44
Осташковичская	5	73	8	13	14	16	18	22	26	28	29	34	40
Осташковичская	2	70	10	14	16	17	21	24	28	31	33	38	44
Осташковичская	3	78	10	14	18	20	26	30	36	40	42	50	56
Осташковичская	7	55	15	19	21	24	28	33	38	42	43	49	54
Речицкая	8	75	10	16	18	19	22	26	30	35	37	42	46
Речицкая	6	60	14	17	20	23	25	28	32	36	38	42	46

373. Изменение кинематической вязкости (в *сст*) нефтей в зависимости от температуры

Нефть	№ скважины	ν_{20}	ν_{30}	ν_{40}	ν_{50}
Вишанская	2	94,22	34,86	22,61	16,49
Осташковичская	5	61,84	30,73	20,49	14,80
Осташковичская	2	58,19	24,80	16,09	11,39
Осташковичская	3	35,40	11,38	5,24	4,40
Осташковичская	7	13,67	6,08	4,27	3,41
Речицкая	8	80,00	26,48	17,73	13,09
Речицкая	6	18,40	9,33	6,72	5,40

374. Изменение условной вязкости нефтей в зависимости от температуры

Нефть	№ скважины	$ВУ_{20}$	$ВУ_{30}$	$ВУ_{40}$	$ВУ_{50}$
Вишанская	2	12,85	4,82	3,27	2,54
Осташковичская	5	8,35	4,28	3,00	2,35
Осташковичская	2	7,88	3,53	2,48	2,00
Осташковичская	3	4,90	2,00	1,41	1,33
Осташковичская	7	2,22	1,49	1,31	1,23
Речицкая	8	10,80	3,74	2,68	2,16
Речицкая	6	2,76	1,79	1,55	1,42

375. Изменение относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Нефть	№ скважины	Плотность ρ_4^t			
		при 20 °С	при 30 °С	при 40 °С	при 50 °С
Вишанская	2	0,8651	0,8582	0,8513	0,8444
Осташковичская	5	0,8733	0,8665	0,8599	0,8531
Осташковичская	2	0,8698	0,8630	0,8561	0,8492
Осташковичская	3	0,8295	0,8221	0,8148	0,8074
Осташковичская	7	0,8252	0,8178	0,8104	0,8031
Речицкая	8	0,8683	0,8614	0,8546	0,8477
Речицкая	6	0,8393	0,8321	0,8248	0,8176

376. Элементарный состав нефтей

Нефть	№ скважины	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Вишанская	2	86,25	12,75	0,22	0,68	0,10
Осташковичская	5	85,79	13,00	0,04	1,03	0,14
Осташковичская	2	85,91	13,05	0,14	0,77	0,13
Осташковичская	3	85,90	13,70	0,05	0,31	0,04
Осташковичская	7	85,85	13,59	0,24	0,28	0,04
Речицкая	8	85,77	12,98	0,57	0,51	0,17
Речицкая	6	85,90	13,31	0,38	0,32	0,09

377. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %						
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Вишанская нефть (скважина № 2)							
До C_4	0,59	1,1	22,6	18,0	56,8	—	—
До C_5	0,41	2,6	9,4	7,5	23,5	23,8	34,7
Осташковичская нефть (скважина № 5)							
До C_4	0,40	2,8	25,4	21,8	50,0	—	—
До C_5	0,80	1,3	11,6	9,9	22,7	29,4	25,1
Осташковичская нефть (скважина № 2)							
До C_4	0,32	2,5	24,6	20,6	52,3	—	—
До C_5	0,70	1,1	11,3	9,5	24,3	27,2	26,6
Осташковичская нефть (скважина № 3)							
До C_4	0,64	6,0	26,4	13,5	54,1	—	—
До C_5	1,64	2,4	10,4	5,3	21,3	24,2	36,4
Осташковичская нефть (скважина № 7)							
До C_4	1,50	3,9	27,5	16,5	52,1	—	—
До C_5	3,10	1,8	13,3	7,9	25,2	19,8	32,0
Речицкая нефть (скважина № 8)							
До C_4	1,70	3,1	30,0	15,6	50,3	—	—
До C_5	3,22	1,6	15,7	8,1	26,3	21,4	26,9
Речицкая нефть (скважина № 6)							
До C_4	1,50	2,6	25,6	17,5	54,3	—	—
До C_5	3,02	1,3	12,9	8,8	27,3	21,4	28,4

Примечание. Сероводород в нефтях отсутствует.

378. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °C	Вишанская (скважина № 2)	Осташковичская (скважина № 5)	Осташковичская (скважина № 2)	Осташковичская (скважина № 3)	Осташковичская (скважина № 7)	Речицкая (скважина № 8)	Речицкая (скважина № 6)
28 (газ до C_4)	0,6	0,4	0,3	0,6	1,5	1,7	1,5
60	2,3	3,2	2,0	2,8	5,5	2,5	5,0
62	2,4	3,4	2,4	3,0	5,8	2,7	5,4
70	2,9	4,0	3,0	4,0	7,1	3,3	6,4
80	3,6	5,0	4,0	5,6	8,6	4,1	8,0
85	4,1	5,5	4,5	6,6	9,4	4,5	8,6
90	4,6	6,0	5,0	7,4	10,4	5,0	9,4
95	5,1	6,6	5,6	8,2	11,3	5,7	10,2
100	5,7	7,0	6,3	9,1	12,1	6,0	11,0
105	6,2	7,4	6,8	10,0	13,0	6,5	11,8
110	6,9	8,0	7,2	11,0	13,8	7,0	12,5
120	8,4	9,0	8,8	13,0	15,6	8,2	14,0
122	8,6	9,3	9,0	13,4	16,0	8,3	14,4
130	9,6	10,2	10,0	15,0	17,4	9,4	15,8
140	11,0	11,4	11,4	17,2	19,2	10,4	17,6
145	11,8	12,1	12,0	18,2	20,2		
150	12,5	12,8	12,8	19,3	21,1	11,7	19,3
160	14,0	14,3	14,2	21,2	22,9	12,8	21,0
170	15,5	15,6	15,5	23,2	24,8	14,0	22,6
180	17,2	17,4	16,8	25,0	26,6	15,2	24,4
190	18,2	18,9	18,2	27,0	28,6	16,4	26,1
200	20,2	20,4	19,4	29,0	30,4	18,0	27,9
210	21,6	22,0	21,0	31,0	32,2	19,3	29,7
220	23,2	23,4	22,2	33,0	34,4	20,5	31,4
230	24,9	25,0	23,6	35,0	36,4	22,0	33,0
240	26,6	26,5	25,0	37,0	38,4	23,6	34,6
250	28,1	28,0	26,2	39,2	40,6	25,0	36,4
260	29,8	29,5	27,6	41,3	42,7	26,5	38,2
270	31,3	30,9	29,0	43,2	44,7	28,1	40,0
280	32,9	32,3	30,4	45,2	46,8	29,7	41,6
290	34,5	33,6	31,8	47,0	48,8	31,4	43,4
300	35,8	35,0	33,3	49,0	50,8	32,8	45,0
310	37,2	36,3	34,7	50,9	52,5	34,3	46,6
320	38,6	37,6	35,9	52,6	54,3	35,9	48,4
330	40,1	39,0	37,2	54,6	56,1	37,5	50,1
340	41,2	40,3	38,8	56,2	57,7	39,1	51,9
350	42,9	41,6	40,2	58,3	59,3	40,5	53,7
360	44,2	43,0	41,7	60,2	60,9	42,1	55,3
370	45,7	44,3	43,2	62,0	62,4	43,7	57,0
380	47,2	45,6	44,6	63,9	64,0	45,2	58,6
390	48,6	46,8	46,2	65,7	65,6	46,6	60,3
400	50,0	48,4	48,0	67,5	67,2	48,3	62,1
410	51,2	49,6	50,0	69,4	68,8	50,0	64,0
420	52,6	51,1	51,4	71,2	70,3	51,7	65,9
430	54,0	52,6	53,4	72,8	71,8	53,4	67,7
440	55,2	54,3	55,5	74,4	73,4	55,0	69,6
450	56,8	56,0	57,6	76,0	75,0	56,9	71,6
460	58,2	58,0	60,8	77,4	76,4	58,7	73,6
470	59,7	60,4	65,0	78,8	77,6	60,7	75,8

Отгоняется до температуры, °С	Вишанская (скважина № 2)	Осташковичская (скважина № 5)	Осташковичская (скважина № 2)	Осташковичская (скважина № 3)	Осташковичская (скважина № 7)	Речицкая (скважина № 8)	Речицкая (скважина № 6)
480	61,2	63,5	—	80,0	79,0	63,0	76,7 (до 475 °С)
490	62,9	—	—	81,2	80,2	66,0	—
500	64,7	—	—	82,3	81,2	70,0	—
Остаток	35,3	36,5	35,0	17,7	18,8	30,0	23,3

379. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Вишанская нефть (скважина № 2)												
28—85	3,5	0,6800	42	54	65	80	0	65,3	—	89,8	0	324
28—100	5,1	0,6900	48	60	75	90	—	62,3	—	—	—	—
28—110	6,3	0,7070	53	66	80	98	—	59,7	—	—	—	—
28—120	7,8	0,7155	58	72	86	107	0	56,6	71,2	—	0,22	142
28—130	9,0	0,7223	61	75	93	117	—	54,7	69,9	—	—	—
28—140	10,4	0,7272	63	78	100	127	—	52,8	68,6	—	—	—
28—150	11,9	0,7339	66	81	106	136	0	50,8	67,3	—	0,44	87
28—160	13,4	0,7388	66	83	111	144	—	47,3	63,3	—	—	—
28—170	14,9	0,7400	67	85	116	152	—	43,8	59,3	—	—	—
28—180	16,6	0,7460	68	87	121	160	—	40,3	55,3	—	—	—
28—190	18,1	0,7487	69	88	125	169	—	36,8	51,3	—	—	—
28—200	19,6	0,7520	69	90	130	177	Следы	33,0	47,0	—	0,66	48
Осташковичская нефть (скважина № 5)												
28—85	5,1	0,6975	43	53	73	84	0,004	—	—	—	Следы	283
28—100	6,6	0,7098	48	57	79	93	—	—	—	—	—	—
28—110	7,6	0,7140	53	61	85	102	—	—	—	—	—	—
28—120	8,6	0,7172	58	65	90	112	0,010	61,2	76,3	—	0,10	165
28—130	9,8	0,7248	58	69	94	122	—	59,1	74,9	—	—	—
28—140	11,0	0,7294	59	73	98	131	—	57,1	73,4	—	—	—
28—150	12,4	0,7336	59	76	102	141	0,012	55,0	72,0	—	0,24	117
28—160	13,9	0,7400	60	77	112	151	—	51,5	69,3	—	—	—
28—170	15,2	0,7445	60	78	119	160	—	50,0	66,6	—	—	—
28—180	17,0	0,7502	61	80	127	172	—	47,4	63,9	—	—	—
28—190	18,5	0,7558	61	81	136	183	—	44,8	61,2	—	—	—
28—200	20,0	0,7598	62	83	146	193	0,030	42,2	58,5	—	0,45	59
Осташковичская нефть (скважина № 2)												
28—85	4,2	0,7072	43	50	57	86	0	65,4	—	80,4	0	329
28—100	6,0	0,7138	44	53	67	95	—	62,0	—	—	—	—
28—110	6,9	0,7198	46	57	77	104	—	58,7	—	—	—	—
28—120	8,5	0,7262	48	60	88	112	0,001	55,3	65,3	—	Следы	179
28—130	9,7	0,7308	49	62	91	120	—	54,6	64,2	—	—	—
28—140	11,1	0,7354	51	64	94	129	—	54,0	63,1	—	—	—

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
28—150	12,5	0,7400	52	66	98	137	0,02	53,3	62,0	—	0,11	143
28—160	13,9	0,7435	54	70	105	147	—	51,3	60,1	—	—	—
28—170	15,2	0,7470	56	74	113	157	—	49,2	58,2	—	—	—
28—180	16,5	0,7505	58	78	120	168	—	47,2	56,3	—	—	—
28—190	17,9	0,7540	60	82	128	179	—	45,2	54,4	—	—	—
28—200	19,1	0,7575	63	86	136	190	0,06	43,2	52,5	—	0,28	71
Осташковичская нефть (скважина № 3)												
28—85	6,0	0,6993	48	60	70	97	0	66,0	—	88,8	0,42	320
28—100	8,5	0,7150	53	65	75	92	—	62,0	—	—	—	—
28—110	10,4	0,722[illegible]	58	70	81	97	—	58,0	—	—	—	—
28—120	12,4	0,7280	62	75	86	102	Следы	55,0	71,2	—	1,12	189
28—130	14,4	0,7[illegible]2	63	79	96	117	—	52,0	68,3	—	—	—
28—140	16,6	0,7370	64	83	105	132	—	49,0	65,9	—	—	—
28—150	18,7	0,7409	64	86	115	148	0,03	46,0	63,4	—	1,54	107
28—160	20,6	0,7435	65	86	120	156	—	43,0	60,6	—	—	—
28—170	22,6	0,7474	66	87	126	164	—	40,0	57,8	—	—	—
28—180	24,4	0,7500	67	88	172	180	—	37,0	55,0	—	—	—
28—190	26,4	0,7528	68	89	136	180	—	34,0	52,1	—	—	—
28—200	28,4	0,7557	70	90	142	187	0,06	30,5	49,0	—	1,76	59
Осташковичская нефть (скважина № 7)												
28—85	7,9	0,6980	48	60	74	86	0	—	—	—	—	—
28—100	10,6	0,7090	50	63	79	95	—	—	—	—	—	—
28—110	12,3	0,7150	52	66	84	104	—	—	—	—	—	—
28—120	14,1	0,7200	54	68	90	113	0	47,0	64,2	—	0,46	199
28—130	15,9	0,7210	55	71	94	120	—	46,0	62,4	—	—	—
28—140	17,7	0,7320	56	74	98	127	—	44,9	60,6	—	—	—
28—150	19,6	0,7380	57	77	103	133	Следы	43,6	58,8	—	0,56	159
28—160	21,4	0,7410	58	78	109	144	—	41,8	57,1	—	—	—
28—170	23,3	0,7450	59	79	114	154	—	40,0	55,4	—	—	—
28—180	25,1	0,7470	60	80	120	165	—	38,2	53,7	—	—	—
28—190	27,1	0,7500	61	81	126	176	—	36,4	52,0	—	—	—
28—200	28,9	0,7510	63	83	131	186	Следы	34,8	50,0	—	1,00	125
Речицкая нефть (скважина № 8)												
28—85	2,8	0,6510	42	51	64	83	0	72,3	82,8	92	0,50	531
28—100	4,3	0,6707	46	55	67	95	—	69,0	79,8	—	—	—
28—110	5,3	0,6904	51	58	81	106	—	65,5	76,8	—	—	—
28—120	6,5	0,7100	55	62	84	118	0,005	62,0	73,8	—	1,40	313
28—130	7,7	0,717[illegible]	56	65	91	128	—	60,5	71,8	—	—	—
28—140	8,7	0,7246	57	68	98	136	—	59,0	69,9	—	—	—
28—150	10,0	0,7318	58	70	105	145	0,01	57,5	68,0	—	1,70	258
28—160	11,0	0,7362	59	72	108	152	—	55,3	66,4	—	—	—
28—170	12,3	0,7406	60	74	112	159	—	53,0	64,8	—	—	—
28—180	13,5	0,7450	61	76	115	166	—	50,8	63,3	—	—	—
28—190	14,7	0,7495	62	78	119	173	—	48,6	61,7	—	—	—
28—200	16,3	0,7540	63	80	123	180	0,02	46,4	60,2	—	2,00	171

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 °С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Речицкая нефть (скважина № 6)												
28—85	7,1	0,6850	32	42	67	90	0	67,5	80,0	92	Следы	448
28—100	9,5	0,6962	35	48	77	92	—	65,0	77,2	—	—	—
28—110	11,0	0,7074	38	55	86	106	—	62,3	74,4	—	—	—
28—120	12,5	0,7185	41	61	96	116	0	59,7	71,7	—	1,17	263
28—130	14,3	0,7238	44	62	98	127	—	59,0	70,8	—	—	—
28—140	16,1	0,7291	47	64	100	135	—	58,3	69,9	—	—	—
28—150	17,8	0,7345	50	66	102	142	Следы	57,5	69,0	—	1,37	208
28—160	19,5	0,7378	51	67	108	150	—	55,5	67,6	—	—	—
28—170	21,1	0,7411	52	68	114	158	—	53,5	66,2	—	—	—
28—180	22,9	0,7444	53	68	120	164	—	51,5	64,8	—	—	—
28—190	24,6	0,7477	55	69	126	172	—	49,5	63,4	—	—	—
28—200	26,4	0,7510	56	70	132	183	Следы	47,5	62,0	—	1,96	76

380. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Вишанская нефть (скважина № 2)								
28—60	1,7	0,6561	1,3710	0	11	89	61	28
60—95	2,8	0,7050	1,3972	6	35	59	43	16
95—122	3,5	0,7246	1,4125	9	25	66	40	26
122—150	3,9	0,7500	1,4212	12	18	70	42	28
150—200	7,7	0,7730	1,4331	14	13	73	46	27
28—200	19,6	0,7520	1,4220	11	18	71	45	26
Осташковичская нефть (скважина № 5)								
28—60	2,8	0,6630	1,3861	—	20	80	30	50
60—95	3,4	0,7205	1,4090	14	30	56	26	30
95—122	2,7	0,7450	1,4218	19	17	64	25	39
122—150	3,5	0,7635	1,4324	21	13	66	24	42
150—200	7,6	0,7918	1,4442	22	8	70	22	48
28—200	20,0	0,7598	1,4275	17	16	67	20	47
Осташковичская нефть (скважина № 2)								
28—60	1,7	0,6552	1,3790	—	11	89	52	37
60—95	3,6	0,7226	1,3949	11	34	55	29	26
95—122	3,4	0,7443	1,4105	15	24	61	27	34
122—150	3,8	0,7618	1,4248	19	16	65	26	39
150—200	6,6	0,7833	1,4400	21	9	70	25	45
28—200	19,1	0,7575	1,4218	16	18	66	29	37

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Осташковичская нефть (скважина № 3)								
28—60	2,2	0,6596	1,3795	0	15	85	54	31
60—95	5,4	0,7195	1,4044	11	25	64	40	24
95—122	5,2	0,7456	1,4175	15	22	63	38	25
122—150	5,9	0,7601	1,4274	20	13	67	43	24
150—200	9,7	0,7764	1,4375	21	9	70	37	33
28—200	28,4	0,7557	1,4242	16	16	68	40	28
Осташковичская нефть (скважина № 7)								
28—60	4,0	0,6516	1,3760	0	8	92	54	38
60—95	5,8	0,7190	1,4000	11	29	60	38	22
95—122	4,7	0,7450	1,4140	16	19	65	35	30
122—150	5,1	0,7600	1,4240	21	10	69	38	31
150—200	9,3	0,7770	1,4335	23	7	70	39	31
28—200	28,9	0,7510	1,4180	17	14	69	40	29
Речицкая нефть (скважина № 8)								
28—60	0,8	0,6022	1,3720	—	—	100	30	70
60—95	3,2	0,6900	1,3932	4	31	65	28	37
95—122	2,6	0,7373	1,4074	8	31	61	26	35
122—150	3,4	0,7548	1,4198	13	27	60	25	35
150—200	6,3	0,7790	1,4342	21	24	55	23	32
28—200	16,3	0,7540	1,4170	13	26	61	25	36
Речицкая нефть (скважина № 6)								
28—60	3,5	0,6472	1,3710	0	12	88	45	43
60—95	5,2	0,7180	1,4030	10	34	56	31	25
95—122	4,2	0,7432	1,4175	12	29	59	27	32
122—150	4,9	0,7591	1,4260	16	22	62	28	34
150—200	8,6	0,7785	1,4380	20	14	66	31	35
28—200	26,4	0,7510	1,4215	13	22	65	32	33

381. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов (вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводород	Вишанская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 3)	Речицкая нефть (скважина № 8)	Речицкая нефть (скважина № 6)
Пропан	—	—	0,038	0,008	0,010
н-Бутан	0,060	0,115	0,289	0,093	0,330
н-Пентан	0,500	0,350	0,563	0,291	0,771
н-Гексан	0,860	0,578	1,005	0,655	1,039
н-Гептан	1,160	1,128	1,752	1,109	1,456
н-Октан	1,570	1,096	2,104	0,892	1,270
н-Нонан	0,410	0,600	1,901	0,231	0,919
н-Декан	—	0,121	0,454	—	0,098
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	4,560	3,988	8,106	3,279	5,893

Углеводород	Вишанская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 3)	Речицкая нефть (скважина № 8)	Речицкая нефть (скважина № 6)
Изобутан	0,020	0,022	0,062	0,023	0,060
2-Метилбутан (изопентан)	0,270	0,304	0,333	0,191	0,622
2,2-Диметилбутан	0,060	0,050	0,014	0,004	0,018
2,3-Диметилбутан 2-Метилпентан	0,440	0,321	0,394	0,380	0,684
3-Метилпентан	0,250	0,175	0,270	0,249	0,362
2,2-Диметилпентан	0,050	0,029	0,038	0,050	0,063
2,3-Диметилпентан	0,240	—	—	0,020	—
3,3-Диметилпентан	0,020	0,245	0,290	0,206	0,309
2-Метилгексан 3-Метилгексан	0,300 0,330	0,320	0,288	0,394	0,563
2,2-Диметилгексан	—	0,045	0,042	0,053	0,077
2,3-Диметилгексан	—	0,665	0,719	0,577	0,955
2,4-Диметилгексан 2,5-Диметилгексан	0,100 0,100	— —	0,022	0,066	0,057
3,3-Диметилгексан	—	—	—	0,316	—
3,4-Диметилгексан	0,060	—	—	—	—
2-Метилгептан 4-Метилгептан	0,300 0,100	— —	— —	— 0,047	0,005
3-Метилгептан	0,190	0,259	0,358	0,301	—
2,2-Диметилгептан	—	0,401	0,470	—	0,538
2,4-Диметилгептан	—	0,038	0,031	—	0,080
2,5-Диметилгептан 2,6-Диметилгептан	— 0,090	0,288	0,106	0,180	—
3,3-Диметилгептан	—	—	—	—	0,004
3,4-Диметилгептан	—	0,311	0,330	0,119	—
2,2,4-Триметилгептан	—	0,266	—	—	—
2,3,6-Триметилгептан	—	0,015	0,089	0,013	0,083
2,5,5-Триметилгептан	—	0,057	0,071	0,017	0,162
4-Этилгептан	—	0,144	0,171	—	0,515
2-Метилоктан 4-Метилоктан	0,060	—	—	0,007	0,045
2,6-Диметилоктан	—	0,095	0,106	0,003	0,147
2,7-Диметилоктан	—	0,068	0,077	—	0,176
3,4-Диметилоктан	—	—	—	—	0,309
2-Метилнонан	—	0,032	0,071	—	—
Неидентифицированные	0,020	—	0,161	—	—
Всего парафиновых углеводородов изостроения	3,000	4,150	4,513	3,226	5,834
Всего парафиновых углеводородов	7,560	8,138	12,619	6,505	11,727
Циклопентан	—	0,066	—	0,021	0,102
Метилциклопентан	0,290	0,367	0,314	0,473	0,556
1,1-Диметилциклопентан	0,130	0,300	0,022	0,371	0,405
1,2-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,150	0,034	0,037	0,026	0,043
1,2-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,050	0,024	0,010	0,037	0,035
1,3-Диметилциклопентан (*цис*-)	0,120	—	—	—	0,004
1,3-Диметилциклопентан (*транс*-)	0,130	—	—	—	—

Углеводород	Вишанская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 2)	Осташковичская нефть (скважина № 3)	Речицкая нефть (скважина № 8)	Речицкая нефть (скважина № 6)
1,1,2-Триметилциклопентан	0,040	—	—	0,013	—
1,1,3-Триметилциклопентан	0,060	—	—	0,081	0,235
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	0,040	—	—	—	—
1,2,4-Триметилциклопентан	0,020	—	—	—	0,181
1,2-Диэтилциклопентан (*транс-*)	—	0,068	0,112	—	0,049
1,2-Диэтилциклопентан (*цис-*)	—	0,042	0,100	—	0,103
н-Пропилциклопентан	—	—	0,177	0,146	0,152
Изопропилциклопентан	—	—	0,018	—	—
Этилциклопентан	0,060	—	—	—	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	1,090	0,901	0,790	1,168	1,865
Циклогексан	0,250	0,318	0,547	0,292	0,601
Метилциклогексан	0,580	0,831	1,285	0,660	1,200
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,440	0,142	0,184	0,126	0,201
1,2-Диметилциклогексан (*цис-*)	—	0,260	0,287	0,114	0,222
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)	0,200	0,068	0,100	0,160	0,113
1,4-Диметилциклогексан (*цис-*)				0,041	—
1,4-Диметилциклогексан (*цис-*)	0,140	0,031	0,024	—	—
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)					
1,1,3-Триметилциклогексан	0,080	—	—	—	—
Этилциклогексан	0,130	—	0,165	0,211	0,188
Неидентифицированные	—	0,085	—	—	—
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	1,820	1,735	2,592	1,604	2,525
Всего нафтеновых углеводородов	2,910	2,636	3,382	2,772	4,390
Бензол	0,050	0,173	0,399	—	—
Толуол	0,340	0,620	0,812	—	—
Этилбензол	0,120	0,212	0,174	—	—
п-Ксилол	0,090	0,333	0,730	—	—
м-Ксилол	0,300			—	—
о-Ксилол	0,140	0,161	0,236	—	—
н-Пропилбензол	0,020	0,038	0,024	—	—
Неидентифицированные	—	0,189	0,324	—	—
Всего ароматических углеводородов	1,060	1,726	2,699	—	—

382. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С

Углеводород	Выход, вес. %		Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть		на фракцию	на нефть
Вишанская нефть (скважина № 2)			Осташковичская нефть (скважина № 7)		
Этилбензол	5,1	0,163	Этилбензол	3,7	0,810
п-Ксилол	0,7	0,022	*п*-Ксилол	2,4	0,500
м-Ксилол	0,7	0,022	*м*-Ксилол	9,8	2,150
о-Ксилол	5,1	0,163	*о*-Ксилол	3,2	0,700
Осташковичская нефть (скважина № 2)			Речицкая нефть (скважина № 8)		
Этилбензол	Следы	Следы	Этилбензол	0,9	0,024
п-Ксилол	2,0	0,060	*п*-Ксилол	3,5	0,095
м-Ксилол	8,0	0,240	*м*-Ксилол	2,3	0,062
о-Ксилол	5,5	0,165	*о*-Ксилол	5,0	0,135
Осташковичская нефть (скважина № 3)			Речицкая нефть (скважина № 6)		
Этилбензол	3,6	0,169	Этилбензол	2,0	0,080
п-Ксилол	2,0	0,096	*п*-Ксилол	7,0	0,280
м-Ксилол	9,0	0,433	*м*-Ксилол	4,0	0,160
о-Ксилол	4,5	0,216	*о*-Ксилол	2,0	0,080

383. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Содержание серы, %,	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Вишанская нефть (скважина № 2)								
62—85	1,7	0,6940	0	4	27	69	47	22
62—105	3,8	0,7138	0	7	33	60	42	18
85—105	2,1	0,7220	0	7	30	63	42	21
85—120	4,3	0,7300	0	8	27	65	40	25
85—180	13,1	0,7525	Следы	11	18	71	42	29
105—120	2,2	0,7374	0	9	24	67	40	27
105—140	5,8	0,7450	0	10	21	69	41	28
120—140	2,6	0,7485	0	11	20	69	42	27
140—180	6,2	0,7648	Следы	12	15	73	44	29
Осташковичская нефть (скважина № 5)								
62—85	2,1	0,7160	Следы	13	30	57	26	31
62—105	4,0	0,7250	0,010	15	27	58	26	32
85—105	1,9	0,7339	0,012	17	23	60	25	35
85—120	3,5	0,7400	0,013	18	20	62	25	37
85—180	11,9	0,7665	0,130	21	13	66	24	42
105—120	1,6	0,7458	0,020	19	17	64	25	39
105—140	4,0	0,7550	0,030	20	15	65	24	41
120—140	2,4	0,7592	0,030	21	14	65	24	41
140—180	6,0	0,7820	0,140	22	10	68	23	45

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Осташковичская нефть (скважина № 2)								
62—85	2,1	0,7165	Следы	7	29	64	32	32
62—105	4,4	0,7265	0,001	12	31	57	28	29
85—105	2,3	0,7338	0,002	14	28	58	28	30
85—120	4,3	0,7400	0,020	15	25	60	27	33
85—180	12,3	0,7610	0,070	19	16	65	26	39
105—120	2,0	0,7468	0,040	17	22	61	22	39
105—140	4,6	0,7535	0,050	17	19	64	26	38
120—140	2,6	0,7586	0,060	18	18	64	26	38
140—180	5,4	0,7760	0,100	20	12	68	25	43
Осташковичская нефть (скважина № 3)								
62—85	3,6	0,7120	0	11	23	66	43	23
62—105	7,0	0,7250	0	12	24	64	40	24
85—105	3,4	0,7347	0,010	13	23	64	39	25
85—120	6,4	0,7405	0,030	14	22	64	38	26
85—180	18,4	0,7587	0,050	19	15	66	39	27
105—120	3,0	0,7460	0,040	15	21	64	39	25
105—140	7,2	0,7522	0,045	17	17	66	41	25
120—140	4,2	0,7565	0,050	19	15	66	42	24
140—180	7,8	0,7726	0,06	21	10	69	38	31
Осташковичская нефть (скважина № 7)								
62—85	3,6	0,7140	Следы	9	29	62	41	21
62—105	7,2	0,7240	»	12	28	60	38	22
85—105	3,6	0,7350	»	14	24	62	36	26
85—120	6,2	0,7420	»	15	21	64	36	28
85—180	17,2	0,7570	0,016	18	13	67	38	29
105—120	2,6	0,7480	Следы	17	18	65	35	30
105—140	6,2	0,7520	»	19	14	67	36	31
120—140	3,6	0,7550	0,010	20	12	68	38	30
140—180	7,4	0,76[illegible]0	0,030	22	8	70	37	33
Речицкая нефть (скважина № 8)								
62—85	1,8	0,6655	0	3	31	66	28	38
62—105	3,8	0,7061	Следы	5	31	64	27	37
85—105	2,0	0,7184	»	6	31	63	27	36
85—120	3,7	0,7322	0,010	7	31	62	26,5	35,5
85—180	10,7	0,7545	0,040	13	27	60	25	35
105—120	1,7	0,7395	0,020	9	30	61	26	35
105—140	3,9	0,7475	0,030	10	29	61	25,5	35,5
120—140	2,2	0,7510	0,030	12	28	60	25	35
140—180	4,8	0,7698	0,060	18	25	57	24	33
Речицкая нефть (скважина № 6)								
62—85	3,2	0,7130	0	9	31	60	33	27
62—105	6,4	0,7260	0	10	31	59	30	29
85—105	3,2	0,7350	0	11	31	58	29	29
85—120	5,4	0,7380	0	11	30	59	28	31
85—180	15,8	0,7572	Следы	15	23	62	28	34
105—120	2,2	0,7450	0	12	28	60	27	33
105—140	5,8	0,7515	Следы	14	25	61	28	33
120—140	3,6	0,7545	»	15	24	61	28	33
140—180	6,8	0,7710	0,01	18	17	65	30	35

384. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{40}, *сст*	Температура, °С		Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Иодное число, *г* I_2 на 100 *г* дистиллята
			н. к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле				общей	меркаптановой		
Вишанская нефть (скважина № 2)																		
120—230	16,5	0,7733	135	148	179	216	222	1,22	4,78	—51	34	10 395	28	—	0,014	0,0004	0,87	—
Осташковичская нефть (скважина № 5)																		
120—230	16,0	0,7931	148	164	193	225	230	1,61	5,83	—49	37	10 310	23,5	—	0,15	0	0,91	—
Осташковичская нефть (скважина № 2)																		
120—210	12,2	0,7780	148	152	176	203	206	1,25	4,53	—60	30	10 350	26	—	0,09	0	0,60	0
120—230	14,8	0,7837	142	154	180	215	224	1,38	5,46	—53	35	10 348	25	—	0,10	0	0,70	0
Осташковичская нефть (скважина № 3)																		
120—210	18,0	0,7744	143	148	174	200	208	1,27	3,92	—52	31	10 424	23,5	—	0,06	0	1,96	—
120—230	22,0	0,7794	146	150	179	217	228	1,45	4,48	—49	37	10 388	—	—	0,07	0	—	—
Осташковичская нефть (скважина № 7)																		
120—220	18,8	0,7755	141	150	170	200	218	1,30	4,90	—51	—	—	—	—	0,04	0	—	—
120—230	20,8	0,7770	143	152	175	210	229	1,40	5,60	—49	38	10 380	28	—	0,05	0	1,39	1,15
Речицкая нефть (скважина № 8)																		
120—210	11,1	0,7750	140	156	172	203	207	1,25	3,99	—62	34	10 359	30	19,0	0,08	0	2,30	—
120—230	13,8	0,7792	140	150	180	217	226	1,34	—	—56	—	10 352	—	—	0,10	0	2,41	—
Речицкая нефть (скважина № 6)																		
120—230	19,0	0,7770	142	155	175	210	225	1,28	4,80	—60	34	10 347	30	19,0	0,05	0	2,35	1,0

385. Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	Фракционный состав, °С: н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %	Температура, °С: помутнения	вспышки	Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
Вишанская нефть (скважина № 2)														
150—280	20,4	0,7940	170	180	208	253	270	98	—30	—	26	<25	0,14	1,31
150—320	26,1	0,8020	175	182	224	268	300	92	—26	61	24	То же	0,16	1,75
Осташковичская нефть (скважина № 5)														
150—280	19,5	0,8110	173	194	224	260	274	96	—30	62	21	»	0,28	1,30
150—320	24,8	0,8190	190	203	243	294	305	88	—20	—	19	»	0,38	1,52
Осташковичская нефть (скважина № 2)														
150—280	17,6	0,8045	175	186	218	258	270	98	—29	60	22	»	0,15	0,98
150—320	23,1	0,8133	178	190	237	294	305	74	—21	—	20	»	0,18	1,12
Осташковичская нефть (скважина № 3)														
150—280	25,9	0,7990	170	184	216	258	270	98	<—20	57	22	»	0,09	2,24
150—320	33,3	0,8088	180	190	236	290	310	78	—20	—	20	»	0,11	2,38
Осташковичская нефть (скважина № 7)														
150—280	25,7	0,7970	168	180	212	254	268	97	<—20	56	22	<27	0,07	1,70
150—320	33,2	0,8060	178	186	232	288	310	77	—14	60	21	То же	0,09	1,85
Речицкая нефть (скважина № 8)														
150—280	18,0	0,8011	178	186	223	263	270	98	<—12	67	23	<26	0,12	3,30
150—320	24,2	0,8140	182	196	240	285	300	76	То же	70	21	То же	0,17	3,34
Речицкая нефть (скважина № 6)														
150—280	22,3	0,7980	174	182	212	252	260	—	—36	56	22	»	0,06	2,65
150—320	29,1	0,8130	176	190	242	295	305	70	—22	63	20	»	0,08	3,13

386. Групповой углеводородный состав керосиновых фракций

Температура отбора, °C	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Вишанская нефть (скважина № 2)			
200—250	18	25	58
250—300	20	13	67
200—300	19	19	62
Осташковичская нефть (скважина № 5)			
200—250	22	21	57
250—300	25	15	60
200—300	23	18	59
Осташковичская нефть (скважина № 2)			
200—250	21	16	63
250—300	25	38	37
200—300	23	27	50
300—350	28	34	38
Осташковичская нефть (скважина № 3)			
200—250	19	15	66
250—300	22	16	62
200—300	20	15	65
Осташковичская нефть (скважина № 7)			
200—250	19	19	62
250—300	22	20	58
200—300	20	19	61
Речицкая нефть (скважина № 8)			
200—250	21	40	39
250—300	31	19	50
200—300	26	29	45
Речицкая нефть (скважина № 6)			
200—250	18	26	56
250—300	22	16	62
200—300	20	21	59

387. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °C	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °C				d_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °C			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °C
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Вишанская нефть (скважина № 2)																	
150—350	30,4	59	69	186	234	300	320	0,8078	2,95	1,45	—25	—17	—	0,19	0,0001	2,20	72,0
200—350	22,7	61	67,5	235	260	312	330	0,8217	4,11	1,95	—14	—12	86	0,22	—	2,62	76,8
240—320	12,0	62	65,5	255	267	288	300	0,8245	4,23	2,10	—12	—9	118	0,23	—	2,20	75,2

230—350	18,0	—	—	—	—	—	—	0,8285	5,00	2,40	—9	—7	—	0,23	—	—	—
240—350	16,3	63	65,5	260	278	318	330	0,8310	5,40	2,60	—6	—4	—	0,24	0,0001	3,06	78,4
Осташковичская нефть (скважина № 5)																	
150—350	28,8	54	60	213	264	330	338	0,8260	4,23	2,31	—20	—12	72	0,41	—	2,20	68,2
200—350	21,2	58	59	264	288	301	340	0,8372	6,06	3,35	—10	—7	—	0,52	—	2,65	73,6
240—320	11,1	61	59	272	284	305	317	0,8397	6,96	3,67	—7	—4	—	0,53	—	2,80	72,8
240—350	15,1	61	58	273	297	335	338	0,8467	8,96	4,57	—2	2	134	0,58	—	3,04	76,4
Осташковичская нефть (скважина № 2)																	
150—350	27,4	55	62	192	252	318	325	0,8198	4,12	2,50	—18	—15	61	0,28	0	1,82	67,8
200—350	20,8	59	65	248	275	316	324	0,8310	6,20	3,08	—11	—8	—	0,32	0	2,24	75,4
210—350	17,2	59	64	—	—	—	—	0,8325	6,60	3,17	—	—	—	—	0	—	—
240—320	10,9	62	64	264	277	298	310	0,8321	6,54	3,15	—10	—7	—	0,37	0	2,32	75,8
240—350	15,2	61	63	268	286	320	332	0,8382	8,10	3,68	—4	—3	121	0,40	0	2,60	78,0
Осташковичская нефть (скважина № 3)																	
150—350	39,0	60	68	190	248	326	338	0,8162	3,36	1,98	—19	—7	69	0,12	0,0006	2,52	74,8
200—350	29,3	62	67	238	265	330	340	0,8281	4,66	2,56	—10	—6	—	0,15	—	3,36	78,4
240—320	15,6	64	64	262	276	302	312	0,8312	5,03	2,72	—8	—5	—	0,16	—	4,20	76,4
240—350	21,3	64	63	268	290	336	343	0,8370	6,27	3,13	—3	0	122	0,18	0,0002	4,76	78,6
Осташковичская нефть (скважина № 7)																	
150—350	38,2	57,5	67	190	252	318	336	0,8127	3,41	1,96	—24	—12	62	0,11	0	2,32	72,0
200—350	28,9	60	68	240	272	322	332	0,8250	4,64	2,44	—13	—	—	0,12	0	2,54	79,0
240—320	15,9	60	65	262	280	310	318	0,8270	5,44	2,62	—10	—	—	0,13	0	—	77,0
230—350	22,9	—	—	266	284	318	329	0,8290	6,00	3,28	—6	—	—	0,14	0	—	—
240—350	20,9	61	66	270	288	325	340	0,8325	6,68	3,20	—4	—1	121	0,15	0	3,70	81,0

Продолжение табл. 387

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20} *сст*	ν_{50} *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				0%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Речицкая нефть (скважина № 8)																	
150—350	28,8	54	62	198	258	316	—	0,8226	3,56	2,00	—25	—19	72	0,20	—	4,00	69,6
200—350	22,5	56	60,5	235	270	318	—	0,8330	5,30	2,52	—18	—12	92	0,23	—	4,36	72,0
210—350	21,2	56	—	247	277	319	—	0,8390	5,70	2,63	—15	—10	—	0,26	—	—	—
230—320	14,9	56	61	263	276	295	—	0,8345	5,52	2,55	—16	—12	108	0,30	—	4,65	73,0
230—350	18,5	57	60	272	290	320	—	0,8403	7,75	3,10	—13	—7	114	0,32	—	5,00	74,5
Речицкая нефть (скважина № 6)																	
150—350	34,0	56	65	192	250	310	—	0,8138	3,75	1,93	—15	—10	67	0,09	0,0006	3,33	70,0
180—350	29,3	56	—	228	262	313	—	0,8220	4,50	2,85	—14	—9	—	0,13	—	—	—
200—350	25,8	57	62	257	270	315	—	0,8270	5,15	2,66	—12	—6	86	0,16	0,0007	3,53	71,3
230—320	15,4	57	61,5	241	260	294	—	0,8265	5,10	2,60	—13	—8	102	0,12	—	3,33	70,2
230—350	20,7	57	60,5	244	275	321	—	0,8358	6,25	2,93	—9	—4	110	0,18	—	3,72	72,0

388. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
	на фракцию	на нефть						
Вишанская нефть (скважина № 2)								
Фракция 240—350 °С	100,0	16,3	0,8310	—	78,4	5,40	—6	65,5
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	49,0	8,0	0,8539	1,4785	62,8	5,99	—39	48,5
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	51,0	8,3	0,8155	1,4542	—	—	—2	—

Осташковичская нефть (скважина № 2)								
Фракция 240—350 °С	100,0	15,2	0,8382	1,4702	78,0	8,10	—4	63
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	64,0	9,7	0,8682	1,4859	73,4	12,36	—46	50
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	36,0	5,5	0,8104	1,4518	—	—	15	—
Осташковичская нефть (скважина № 3)								
Фракция 240—350 °С	100,0	21,3	0,8370	1,4688	78,6	6,27	—3	63
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	55,2	11,7	0,8644	1,4819	72,9	9,35	—39	51
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	44,8	9,6	0,7646	1,4128	—	—	18	—
Осташковичская нефть (скважина № 7)								
Фракция 240—350 °С	100,0	20,9	0,8325	1,4680	81,0	6,68	—4	66
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	86,0	18,1	0,8652	1,4824	72,4	8,32	—50	
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	14,0	2,8	0,7740	1,4364	—	—	17	—
Речицкая нефть (скважина № 8)								
Фракция 200—350 °С	100,0	22,5	0,8330	—	72,0	5,30	—18	60,5
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	48,0	10,8	0,8520	1,4760	58,6	6,70	<—60	48,5
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	52,0	11,7	0,8140	1,4490	82,0	4,16	—8	—
Речицкая нефть (скважина № 6)								
Фракция 200—275 °С	100,0	12,9	—	—	—	—	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	45,5	5,9	0,8473	1,4691	60,0	3,64	—57	48,5
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	54,5	7,0	0,7970	1,4440	78,7	3,64	—13	—

Продолжение табл. 388

Исходная фракция и углеводороды	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
Фракция 275—350 °С	100,0	12,9	—	—	—	—	—	—
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	75,0	9,7	0,8640	1,4793	71,4	10,41	—38	50,5
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	25,0	3,2	0,8140	1,4490	82,0	4,16	—8	—

3^9. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	№ скважины	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{50}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание смол сернокислотных, %	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %					Содержание промежуточной фракции и смолистых веществ, %	Содержание ванадия, вес. %
												I группа	II группа	III группа	IV группа	суммарно		
Вишанская	2	350—500	21,8	0,8910	375	21,80	5,13	32	6	0,060	62	14	8	9	6	37	1	0,00038
Осташковичская	2	350—470	24,8	0,9075	367	30,16	6,61	38	10	0,076	62	17	4	12	3	36	2	0,00064
Осташковичская	3	350—500	24,0	0,8805	416	24,07	6,93	37	16	0,050	65	10	6	13	4	33	3	0,00030
Осташковичская	7	350—500	21,9	0,8790	400	22,60	5,60	35	6	0,120	66	12	6	8	5	31	3	0,00050
Речицкая	8	350—500	29,5	0,9160	400	37,64	8,73	32	5	0,090	60	16	8	10	2	36	4	0,00010
Речицкая	6	350—475	23,0	0,8870	370	11,94	5,35	35	5	0,017	68	12	2	6	9	29	3	0,00023

390. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С)

Выход, объемн. %	Фракция 350—500 С вишанской нефти (скважина № 2)	Фракция 350—470 С осташковической нефти (скважина № 2)	Фракция 350—500 С осташковической нефти (скважина № 3)	Фракция 350—500 С осташковической нефти (скважина № 7)	Фракция 350—500 С речицкой нефти (скважина № 8)	Фракция 350—475 С речицкой нефти (скважина № 6)
н. к.	356	350	350	368	330	346
5	388	364	360	400	357	400
10	393	380	368	408	372	402
20	412	392	378	416	389	410
30	419	414	397	425	396	415
40	427	428	412	439	406	420
50	438	440	442	444	416	425
60	448	450	435	453	423	436
70	458	453	450	461	434	445
80	470	456	462	472	441	453
90	476	460	472	481	450	465
95	482	465	484	484	460	472
98	494	470	498	492	470	475
к. к.	498	470	499	498	475	477

391. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга

Нефть	№ скважины	Температура отбора, °С	Содержание, %				
			C	H	O	S	N
Вишанская	2	350—500	86,20	12,90	0,11	0,75	0,04
Осташковическая	2	350—470	86,05	13,10	0,12	0,71	0,02
Осташковическая	3	350—500	86,25	13,20	0,16	0,31	0,08
Осташковическая	7	350—500	86,45	13,05	0,22	0,25	0,03
Речицкая	8	350—500	86,35	12,75	0,29	0,55	0,06
Речицкая	6	350—475	86,40	13,04	0,18	0,36	0,02

392. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
						застывания	вспышки		
Вишанская нефть (скважина № 2)									
Мазут топочный									
40	81,5	0,9027	7,90	3,10	—	24	154	0,78	8,20
100	57,1	0,9308	82,89	14,71	6,99	36	240	1,11	10,88
200	54,3	0,9327	—	20,00	9,20	38	251	1,18	11,25
Остаток									
выше 300 °С	64,2	0,9224	37,40	8,10	4,50	32	215	1,00	10,00
» 350 °С	57,1	0,9308	82,89	14,71	6,99	36	240	1,11	10,88
» 400 °С	50,0	0,9370	—	37,00	13,40	40	268	1,26	12,00
» 450 °С	43,2	0,9458	—	—	32,80	43	296	1,38	14,00
» 500 °С	35,3	0,9675	—	—	79,04	48	338	1,52	19,12

Мазут и остаток	Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
						застывания	вспышки		
Осташковичская нефть (скважина № 2)									
Мазут топочный									
40	72,6	0,9130	21,30	4,45	2,60	25	198	1,33	8,65
100	58,3	0,9380	78,00	14,40	6,10	29	251	1,48	10,40
200	52,6	0,9495	—	23,00	7,95	31	273	1,54	11,35
Остаток									
выше 300 °С	66,7	0,9225	36,70	7,50	3,80	27	218	1,35	9,50
» 350 °С	59,8	0,9350	72,60	12,90	5,60	29	245	1,42	10,25
» 400 °С	52,0	0,9505	—	23,75	8,20	30	276	1,56	11,50
» 450 °С	42,4	0,9697	—	—	24,00	35	313	1,71	12,80
» 470 °С	35,0	0,9837	—	—	47,03	39	342	1,88	14,13
Осташковичская нефть (скважина № 3)									
Мазут, соответствующий по вязкости марке 40	32,5	0,9119	—	7,31	3,35	46	274	0,60	5,50
Мазут, соответствующий по вязкости марке 100	29,3	0,9165	—	13,50	4,38	48	290	0,61	6,38
Мазут топочный 200	55,5	0,8815	6,92	2,08	1,63	35	185	0,50	3,22
Остаток									
выше 300 °С	51,0	0,8862	10,70	2,38	1,79	37	199	0,52	3,50
» 350 °С	41,7	0,8985	—	3,75	2,25	42	236	0,58	4,30
» 400 °С	32,5	0,9119	—	7,31	3,35	46	274	0,60	5,50
» 450 °С	24,0	0,9237	—	25,60	6,18	50	324	0,67	8,12
» 500 °С	17,7	0,9305	—	92,07	12,46	53	370	0,85	10,85
Осташковичская нефть (скважина № 7)									
Мазут, соответствующий по вязкости марке 40	40,7	0,9070	—	5,90	3,00	45	245	0,51	5,75
Мазут, соответствующий по вязкости марке 100	32,8	0,9170	—	10,20	4,20	51	280	0,53	6,60
Мазут, соответствующий по вязкости марке 200	26,0	0,9260	—	—	7,10	56	315	0,68	9,20

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
						застывания	вспышки		
Остаток									
выше 300 °С	49,2	0,8970	11,00	3,00	2,10	39	206	0,46	4,60
» 350 °С	40,7	0,9070	—	5,90	3,00	45	242	0,51	5,75
» 400 °С	32,8	0,9170	—	10,20	4,20	31	280	0,53	6,60
» 450 °С	25,0	0,9285	—	—	8,00	57	310	0,79	9,50
» 500 °С	18,8	0,9407	—	39,92	16,42	>60	354	0,90	13,23
Речицкая нефть (скважина № 8)									
Мазут топочный									
40	66,0	0,9285	—	5,05	2,70	194	11	0,70	5,90
100	57,0	0,9400	—	13,25	5,70	225	18	0,75	6,80
200	56,0	0,9410	—	14,50	6,50	230	19	0,77	7,00
Остаток									
выше 300 °С	67,2	0,9270	79,00	4,60	2,50	189	10	0,68	5,75
» 350 °С	59,5	0,9368	—	10,30	4,45	218	16	0,74	6,40
» 400 °С	51,7	0,9465	—	22,00	11,10	247	22	0,79	7,65
» 450 °С	43,1	0,9570	—	—	21,40	278	28	0,84	9,00
» 500 °С	30,0	0,9725	—	285,5	69,60	342	34	0,95	12,91
Речицкая нефть (скважина № 6)									
Мазут топочный									
40	52,0	0,9100	20,50	2,95	2,00	211	25	0,54	5,50
100	38,0	0,9295	—	15,50	3,65	261	27	0,63	6,30
200	30,0	0,9394	267,33	30,69	6,62	294	30	0,65	6,84
Остаток									
выше 300 °С	55,0	0,9060	13,80	2,50	1,85	200	25	0,51	5,05
» 350 °С	46,3	0,9181	—	4,45	2,50	232	25	0,58	5,78
» 400 °С	37,9	0,9300	—	16,00	3,70	262	27	0,63	6,35
» 450 °С	28,4	0,9412	—	—	8,20	300	30	0,70	8,50
» 475 °С	23,3	0,9469	—	56,78	23,01	327	34	0,75	11,73

393. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С	Коксуемость, %	Содержание, %		Элементарный состав, %				
							золы	ванадия	C	H	O	S	N
Вишанская нефть (скважина № 2)													
350	57,1	0,9308	14,71	6,99	34	10,88	0,025	0,0020	86,45	12,15	0,13	1,11	0,16
450	43,2	0,9458	—	32,80	43	14,00	—	—	—	—	—	1,38	—
500	35,3	0,9675	—	79,04	48	19,12	0,060	0,0023	86,51	11,30	0,38	1,52	0,29
Осташковичская нефть (скважина № 5)													
350	58,4	0,9444	24,50	9,57	34	9,08	0,040	—	86,12	12,00	0,12	1,60	0,16
480	36,5	0,9681	298,7	88,48	42	12,56	0,063	—	85,87	11,58	0,17	2,20	0,18
Осташковичская нефть (скважина № 2)													
350	59,8	0,9350	—	4,97	29	10,25	0,030	—	86,10	12,10	0,18	1,42	0,20
450	42,4	0,9695	—	19,39	35	12,80	0,042	—	86,17	11,86	0,14	1,76	0,21
470	35,0	0,9837	—	47,03	39	14,13	0,054	—	86,23	11,54	0,11	1,88	0,24
Осташковичская нефть (скважина № 3)													
350	41,7	0,8985	3,75	2,25	42	4,30	0	0,000373	86,30	12,95	0,05	0,58	0,12
450	24,0	0,9237	25,60	6,18	50	8,12	0,011	0,000589	86,48	12,54	0,12	0,67	0,19
500	17,7	0,9305	92,07	12,46	53	10,85	0,028	0,000809	85,42	12,20	0,22	0,85	0,21
Осташковичская нефть (скважина № 7)													
350	40,7	0,9070	—	3,00	45	5,75	0,08	0,00139	86,20	12,65	0,58	0,51	0,06
450	25,0	0,9285	—	8,00	57	9,50	0,12	0,00170	86,64	12,34	0,11	0,79	0,12
500	18,0	0,9407	—	16,42	Выше 60	13,23	0,18	0,00197	86,70	12,18	0,08	0,90	0,14
Речицкая нефть (скважина № 8)													
350	59,5	0,9368	—	4,45	16	6,40	—	0,00055	86,59	12,22	0,22	0,74	0,23
450	43,1	0,9570	—	21,40	28	9,00	—	0,00080	86,49	12,10	0,20	0,84	0,37
500	30,0	0,9725	—	69,60	34	12,91	0,03	0,00110	86,75	11,70	0,15	0,95	0,45
Речицкая нефть (скважина № 6)													
350	46,3	0,9181	4,45	2,50	25	5,78	0,10	0,00032	86,62	12,35	0,32	0,57	0,14
450	28,4	0,9412	—	8,20	30	8,50	0,16	0,00035	86,86	12,04	0,24	0,67	0,19
475	23,3	0,9469	56,78	23,01	34	11,73	0,24	0,00043	87,11	11,75	0,15	0,75	0,24

394. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды										Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II группа		III группа		IV группа		Суммарно, %		
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%			
Вишанская нефть (скважина № 2)														
200—250	7,9	1,4338—1,4415	83	1,4900—1,5120	8	1,5330—1,5430	3	1,5630—1,5635	6	—	—	17	—
250—300	7,7	1,4424—1,4805	80	1,4940—1,5285	9	1,5482	3	1,5661—1,5680	8	—	—	20	—
300—350	7,1	1,4502—1,4805	74	1,4950—1,5275	8	1,5310—1,5492	4	1,5758—1,5832	14	—	—	26	—
350—400	7,1	1,4565—1,4818	67	1,4960—1,5265	14	1,5382—1,5435	8	1,5684—1,5890	10	—	—	32	1
400—450	6,8	1,4648—1,4819	64	1,4968—1,5290	11	1,5330—1,5445	8	1,5622—1,5840	9	1,5905—1,5930	7	35	1
450—500	7,9	1,4765—1,4820	58	1,4980—1,5290	14	1,5380—1,5500	6	1,5505—1,5880	10	1,5910—1,5975	10	40	2
Осташковичская нефть (скважина № 5)														
200—250	7,6	1,4418—1,4741	78	1,4989—1,5265	10	1,5339—1,5498	4	1,5527—1,5615	8	—	—	22	—
250—300	7,0	1,4439—1,4859	75	1,4910—1,5137	11	1,5354—1,5478	5	1,5586—1,5604	9	—	—	25	—
300—350	6,6	1,4479—1,4890	69	1,4905—1,5272	12	1,5388	6	1,5569—1,5820	13	—	—	31	—
350—400	6,8	1,4580—1,4886	64	1,4956—1,5241	12	1,5315—1,5452	6	1,5518—1,5861	16	1,5971	1	35	1
400—450	7,6	1,4862—1,4880	54	1,4910—1,5155	18	1,5470	4	1,5578—1,5840	18	1,5930—1,5980	3	43	3
450—480	7,5	1,4852—1,4870	45	1,5032—1,5285	30	1,5468	3	1,5578—1,5825	14	1,5946—1,5991	4	51	4
Осташковичская нефть (скважина № 2)														
200—250	6,8	1,4350—1,4876	79	1,4966—1,5246	12	1,5345—1,5484	3	1,5522—1,5564	6	—	—	25	—
250—300	7,1	1,4403—1,4740	75	1,4928—1,5288	12	1,5367—1,5467	4	1,5698—1,5708	9	—	—	28	—
300—350	6,9	1,4462—1,4855	72	1,4934—1,5103	10	1,5333—1,5452	4	1,5690—1,5773	14	—	—	31	—
350—400	7,8	1,4664—1,4861	69	1,4938—1,5262	10	1,5337—1,5446	5	1,5508—1,5780	16	—	—	34	—
400—450	9,6	1,4760—1,4864	64	1,4942—1,5235	15	1,5315—1,5468	4	1,5513—1,5795	10	1,5915—1,5975	5	49	2
450—470	7,4	1,4763—1,4866	48	1,4950—1,5252	29	1,5339—1,5472	3	1,5526—1,5820	11	1,5926—1,5987	6	12	3
Осташковичская нефть (скважина № 3)														
200—250	10,2	1,4371—1,4863	81	1,4952—1,5261	9	1,5424	3	1,5550—1,5598	7	—	—	19	—
250—300	9,8	1,4433—1,4857	78	1,4900—1,5278	10	1,5432	4	1,5626—1,5777	8	—	—	22	—
300—350	9,3	1,4472—1,4734	74	1,4920—1,5226	11	1,5453	1,5492	6	1,5567—1,5739	9	—	—	26	—

Продолжение табл. 394

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды										Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II группа		III группа		IV группа		Сумма, %		
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	v_D^{20}	%	n_D^{20}	%			
Осташковичская нефть (скважина № 3)														
350—400	9,2	1,4513—1,4765	70	1,4905—1,5230	10	1,5420	7	1,5718—1,5718	12	—	—	29		1
400—450	8,5	1,4612—1,4783	65	1,4902—1,5194	11	1,5332—1,5475	7	1,5626—1,5874	9	1,5922—1,6481	6	33		2
450—500	6,3	1,4743—1,4788	61	1,4900—1,5252	16	1,5322—1,5472	5	1,5560—1,5891	8	1,5975—1,6090	7	36		3
Осташковичская нефть (скважина № 7)														
200—250	10,2	1,4305—1,4642	81	1,4974—1,5120	9	1,5424	3	1,5550—1,5600	7	—	—	19		—
250—300	10,2	1,4450—1,4815	78	1,4900—1,5278	10	1,5430	4	1,5630—1,5770	8	—	—	22		—
300—350	8,5	1,4482—1,4816	74	1,5090—1,5196	10	1,5330—1,5400	7	1,5560—1,5790	9	—	—	26		—
350—400	7,9	1,4512—1,4890	70	1,4930—1,5270	10	1,5357—1,5470	7	1,5590—1,5825	10	1,5938—1,6272	2	29		1
400—450	7,8	1,4672—1,4896	68	1,4964—1,5290	11	1,5393—1,5493	6	1,5605—1,5875	7	1,5924—1,6205	6	30		2
450—500	6,2	1,4760—1,4878	62	1,4906—1,5226	16	1,5346—1,5493	5	1,5557	8	>1,5900	6	35		3
Речицкая нефть (скважина № 8)														
200—250	7,0	1,4356—1,4843	79	1,5176—1,5250	8	1,5348—1,5450	6	1,5510	7	—	—	21		—
250—300	7,8	1,4435—1,4828	69	1,5175—1,5294	11	1,5325—1,5400	11	1,5520—1,5570	9	—	—	31		—
300—350	7,7	1,4484—1,4839	67	1,4930—1,5194	12	1,5367—1,5480	11	1,5567—1,5810	9	—	—	32		1
350—400	7,8	1,4574—1,4864	65	1,4934—1,5192	14	1,5320—1,5480	9	1,5715—1,5862	8	1,5979	2	33		2
400—450	8,6	1,4638—1,4870	63	1,4920—1,5270	16	1,5340—1,5486	9	1,5660—1,5882	7	1,5990	2	34		3
450—500	13,1	1,4763—1,4862	55	1,4950—1,5250	17	1,5339—1,5464	7	1,5580—1,5820	14	1,5390—1,6000	2	40		5
Речицкая нефть (скважина № 6)														
200—250	8,5	1,4365—1,4888	82	1,5045—1,5290	4	1,5325—1,5412	14	—	—	—	—	18		—
250—300	8,6	1,4435—1,4836	78	1,5169—1,5280	5	1,5390—1,5440	17	—	—	—	—	22		—
300—350	8,7	1,4472—1,4850	75	1,4910—1,4980	8	1,5455—1,5470	3	1,5650—1,5820	6	1,5910—1,5960	7	24		1
350—400	8,4	1,4558—1,4820	70	1,5050—1,5275	12	1,5315—1,5460	4	1,5548—1,5883	4	1,6005—1,6255	8	28		2
400—450	9,5	1,4680—1,4888	69	1,4980—1,5270	11	1,5345—1,5450	2	1,5559—1,5870	6	1,6002—1,6170	9	28		3
450—475	5,1	1,4708—1,4870	61	1,4903—1,5242	12	1,5305—1,5440	3	1,5500—1,5860	7	1,5964—1,6220	12	34		5

395. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °С	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °С
Вишанская нефть (скважина № 2)		
350—400	24,20	43
400—450	17,90	59
450—500	14,60	62
Осташковичская нефть (скважина № 5)		
400—450	13,60	56
450—480	16,10	61
Осташковичская нефть (скважина № 2)		
350—400	19,20	48
400—450	18,30	53
450—470	15,00	58
Осташковичская нефть (скважина № 3)		
350—400	19,48	49
400—450	21,51	55
450—500	25,37	63
Осташковичская нефть (скважина № 7)		
350—400	13,80	48
400—450	18,43	58
450—500	18,23	62
Речицкая нефть (скважина № 8)		
350—400	11,02	43
400—450	17,96	48
450—500	15,52	52
Речицкая нефть (скважина № 6)		
350—400	24,06	45
400—450	25,23	52
450—475	24,26	54

396. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Вишанская нефть (скважина № 2)										
200—250	0,7980	1,4480	177	10	18	28	72	0,20	0,40	0,60
250—300	0,8225	1,4610	222	13	17	30	70	0,30	0,50	0,80
300—350	0,8443	1,4730	269	16	17	33	67	0,50	0,50	1,00
350—400	0,8670	1,4850	318	17	19	36	64	0,60	1,00	1,60
400—450	0,8895	1,4972	373	18	21	39	61	0,80	1,30	2,10
450—500	0,9076	1,5079	405	20	22	42	58	0,98	1,60	2,58
Осташковичская нефть (скважина № 5)										
200—250	0,8160	1,4570	176	13	24	37	63	0,20	0,60	0,80
250—300	0,8385	1,4687	225	14	26	40	60	0,30	0,80	1,10
300—350	0,8625	1,4815	279	15	24	39	61	0,60	0,90	1,50
350—400	0,8864	1,4964	338	19	21	40	60	0,80	1,10	1,90
400—450	0,9097	1,5090	403	21	22	43	57	1,00	1,50	2,50
450—480	0,9260	1,5180	455	23	21	44	56	1,30	1,90	3,20
Осташковичская нефть (скважина № 2)										
200—250	0,8083	1,4530	186	11	21	32	68	0,20	0,60	0,80
250—300	0,8319	1,4657	220	13	23	36	64	0,30	0,70	1,00
300—350	0,8517	1,4745	252	14	27	41	59	0,40	1,00	1,40
350—400	0,8750	1,4865	305	15	27	42	58	0,60	1,20	1,80
400—450	0,9046	1,5034	369	18	28	46	54	0,90	1,60	2,50
450—470	0,9250	1,5150	436	20	27	47	53	1,10	2,10	3,20
Осташковичская нефть (скважина № 3)										
200—250	0,8064	1,4506	180	10	25	35	65	0,20	0,60	0,80
250—300	0,8300	1,4632	219	12	26	38	52	0,30	0,70	1,00
300—350	0,8543	1,4754	260	15	26	41	59	0,40	1,00	1,40
350—400	0,8762	1,4855	320	16	19	35	65	0,65	0,90	1,55
400—450	0,8835	1,4950	393	17	16	33	67	0,85	1,10	1,95
350—500	0,9010	1,5040	460	18	18,5	36,5	63,5	1,00	1,58	2,58
Осташковичская нефть (скважина № 7)										
200—250	0,8020	1,4500	188	10	16	26	74	0,22	0,40	0,62
250—300	0,8270	1,4640	228	12	16	28	72	0,40	0,60	1,00
300—350	0,8520	1,4770	272	13	21	34	66	0,55	0,77	1,32
350—400	0,8770	1,4890	334	14	25	39	61	0,70	1,20	1,90
400—450	0,8970	1,4990	406	15	25	40	60	0,85	1,55	2,40
450—500	0,9090	1,5080	450	17	25	42	58	0,98	1,82	2,80
Речицкая нефть (скважина № 8)										
200—250	0,8048	1,4460	179	3	36	39	61	0,06	0,82	0,88
250—300	0,8289	1,4595	226	4	37	41	59	0,12	1,05	1,17
300—350	0,8600	1,4742	278	6	38	44	56	0,20	1,53	1,73
350—400	0,8865	1,4900	329	12	34	46	54	0,48	1,76	2,24
400—450	0,9105	1,5056	385	17	30	47	53	0,81	1,95	2,76
450—500	0,9269	1,5152	449	18	29	47	53	1,00	2,28	3,28
Речицкая нефть (скважина № 6)										
200—250	0,8030	1,4510	180	12	16	28	72	0,26	0,38	0,64
250—300	0,8270	1,4638	220	14	18	32	68	0,37	0,50	0,87
300—350	0,8475	1,4755	267	16	18	34	66	0,51	0,63	1,14
350—400	0,8690	1,4877	320	17	17	34	66	0,68	0,83	1,51
400—450	0,8915	1,5010	380	20	16	36	64	0,96	1,02	1,98
450—475	0,9125	1,5110	435	21	20	41	59	1,13	1,57	2,70

397. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		d_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Вишанская нефть (скважина № 2)										
Фракция 350—450 °С	100,0	13,9	0,8790	1,4915	345	12,93	3,89	—	28	0,28
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	79,0	11,0	0,9008	1,5006	330	17,39	4,52	77	—25	—
Нафтено парафиновые углеводороды	41,8	5,8	0,8469	1,4670	370	13,00	3,88	115	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	57,5	8,0	0,8550	1,4730	365	13,70	4,00	110	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	61,3	8,5	0,8578	1,4750	360	14,20	4,10	107	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	70,3	9,8	0,8764	1,4850	350	14,82	4,16	99	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	77,2	10,7	0,8942	1,4961	340	16,50	4,37	93	—	—
I группа ароматических углеводородов	15,7	2,2	0,9160	1,5133	—	19,28	4,48	29	—32	—
II группа ароматических углеводородов	3,8	0,5								
III группа ароматических углеводородов	9,0	1,3	1,007	1,5783	—	79,65	9,00	—69	—16	0,86
IV группа ароматических углеводородов	6,9	0,9	1,028	1,5909	—	92,06	—	—	—6	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,8	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100,0	7,9	0,9076	1,5079	405	44,28	8,64	—	39	—
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	84,2	6,7	0,9213	1,5150	396	55,81	9,92	61	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	41,2	3,2	0,8720	1,4780	450	28,98	6,60	101	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	55,3	4,4	0,8840	1,4871	420	31,50	6,84	95	—	—
Нафтено парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	60,2	4,8	0,8890	1,4916	415	33,00	7,01	90	—	—

Продолжение табл. 397

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Вишанская нефть (скважина № 2)										
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	68,5	5,4	0,8950	1,4975	412	35,80	7,30	85	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	72,5	5,8	0,9040	1,5037	410	43,34	7,85	77	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	78,2	1,8	0,9110	1,5070	400	46,96	8,40	70	—	—
I группа ароматических углеводородов	14,1	1,2	0,9192	1,5072	—	39,38	7,70	87	—19	—
II группа ароматических углеводородов	4,9	0,4	0,9734	1,5485	—	—	14,56	—	—15	—
III группа ароматических углеводородов	12,3	1,0	0,9933	1,5686	—	—	18,60	—	—9	—
IV группа ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	11,7	0,9	1,0483	1,5945	—	—	38,69	—	9	—
Осташковичская нефть (скважина № 2)										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,4	0,8940	1,4970	340	23,70	4,63	—	31	0,69
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	81,4	14,2	0,9097	1,5080	360	33,80	6,77	70	—21	0,85
Нафтено-парафиновые углеводороды	50,1	8,7	0,8669	1,4764	410	21,00	5,18	92	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,0	10,6	0,8803	1,4835	405	25,02	5,70	83	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматическик углеводородов	66,2	11,5	0,8850	1,4887	400	26,50	5,88	80	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	80,6	14,0	0,9065	1,5050	365	33,00	6,68	71	—21	0,56
I группа ароматических углеводородов	10,9	1,9	0,9243	1,5213	—	33,68	6,40	46	—25	—
II, III и IV группы ароматических углеводородов	19,6	3,4	0,9750	1,5502	—	83,47	7,97	—22	—20	—

Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,8	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—470 °С	100,0	7,4	0,9250	1,5150	436	96,98	13,10	—	52	0,77
Фракция 450—470 °С после депарафинизации	86,0	6,4	0,9394	1,5210	430	172,7	17,59	25	—14	0,89
Нафтено-парафиновые углеводороды	31,8	2,4	0,9000	1,4910	500	86,50	12,85	71	—10	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,3	4,1	0,9125	1,4990	490	104,5	14,01	58	—11	—
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	70,2	5,2	0,9215	1,5068	485	125,2	15,20	47	—12	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	76,5	5,7	0,9260	1,5110	480	139,4	15,81	38	—12	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	85,2	6,3	0,9360	1,5190	445	160,0	17,11	29	—13	0,69
I и часть II группы ароматических углеводородов	38,4	2,8	0,9351	1,5137	—	158,3	17,20	36	—27	—
II, III и IV группы ароматических углеводородов	15,0	1,1	0,9869	1,5530	—	188,9	25,60	—59	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,0	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—
Осташковичская нефть (скважина № 3)										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,7	0,8742	1,4890	354	14,66	4,23	—	—32	0,29
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	77,0	13,6	0,9000	1,5040	342	23,21	5,44	83	—20	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	44,5	7,85	0,8487	1,4677	380	15,12	4,37	119	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	55,2	9,75	0,8591	1,4750	372	15,80	4,50	112	—17	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,7	11,6	0,8796	1,4890	354	17,65	4,68	97	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	73,6	13,0	0,8950	1,5008	347	21,30	5,18	87	—20	0,33
I группа ароматических углеводородов	10,7	1,9	0,8965	1,5022	—	24,65	5,69	86	—25	—
II и III группы ароматических углеводородов	10,5	1,85	0,9970	1,5717	—	112,8	10,62	70	—16	—
IV группа ароматических углеводородов	7,9	1,4	1,040	1,6062	—	144,4	15,34	15	—7	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,4	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 39

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Осташковичская нефть (скважина № 3)										
Фракция 450—500 °С	100,0	6,3	0,9010	1,5040	460	15,97 (ν_{80})	10,15	–	46	0,36
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	72,0	4,5	0,9150	1,5110	450	87,00	12,40	59	—22	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	36,5	2,3	0,8550	1,4700	550	52,90	10,25	102	—19	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	47,2	2,9	0,8775	1,4850	500	55,16	10,40	98	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	58,9	3,7	0,8930	1,4950	494	65,80	11,10	85	—21	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	65,5	4,1	0,9030	1,5025	462	75,00	11,75	73	—22	0,40
I группа ароматических углеводородов	10,7	0,6	0,9274	1,5062	—	63,04	11,16	92	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	11,7	0,8	0,9985	1,5664	—	648,6	30,86	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	6,6	0,4	1,0304	1,5960	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,5	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—
Осташковичская нефть (скважина № 7)										
Фракция 350—450 °С	100,0	15,7	0,8890	1,4940	368	16,60	4,40	—	31	0,23
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	74,0	11,6	0,8935	1,4963	350	18,05	4,65	85	—12	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,0	7,0	0,8462	1,4683	370	12,25	3,89	147	—4	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	52,6	8,2	0,8538	1,4725	360	12,98	4,04	130	—6	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	58,2	9,1	0,8640	1,4785	358	14,00	4,10	114	—8	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,7	10,3	0,8766	1,4875	355	15,90	4,35	96	—10	—

Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	72,5	11,4	0,8909	1,4950	347	17,65	4,59	86	—11	0,30
I группа ароматических углеводородов	7,6	1,2	0,8983	1,5020	—	20,62	5,85	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	5,6	0,9	0,9628	1,5424	—	55,03	8,36	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	7,5	1,2	0,9996	1,5730	—	93,88	10,18	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	8,3	1,3	1,0500	1,6170	—	160,8	11,64	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	1,5	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100,0	6,2	0,9090	1,5080	450	53,14	10,40	—	41	0,33
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	73,4	4,5	0,9171	1,5113	440	92,01	12,93	60	—15	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	37,4	2,3	0,8640	1,4757	480	43,80	8,99	103	—10	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	49,4	3,0	0,8900	1,4920	470	52,60	9,61	86	—11	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	52,2	3,2	0,8975	1,4958	460	57,50	10,00	81	—12	—
Нафтено парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	60,6	3,7	0,9105	1,5055	455	71,00	11,13	69	—13	0,38
I группа ароматических углеводородов	12,0	0,7	0,9094	1,5058	—	67,99	11,43	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	2,8	0,2	0,9845	1,5586	—	63,34	34,49	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	8,4	0,5	—	1,5949	—	—	45,93	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	12,8	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	6,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—
Речицкая нефть (скважина № 8)										
Фракция 350—450 °С	100,0	16,4	0,8995	1,4975	360	21,90	5,35	—	26	0,50
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	83,8	13,7	0,9076	1,5020	355	28,70	6,02	66	—25	0,60
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,4	7,9	0,8660	1,4738	370	20,68	5,06	85	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	62,4	10,2	0,8768	1,4830	365	22,45	5,30	82	—23	0,14
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,4	13,3	0,9040	1,5000	350	27,95	5,96	70	—25	0,57
I группа ароматических углеводородов	14,1	2,3	0,9206	1,5108	—	38,07	6,57	13	—32	—

Продолжение табл. 397

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Речицкая нефть (скважина № 8)										
II и III группы ароматических углеводородов	19,0	3,1	1,000	1,5658	—	113,7	9,68	—18	—5	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,3	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—500 °С	100,0	13,1	0,9269	1,5142	449	115,3	14,30	—	38	0,55
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	82,5	10,8	0,9500	1,5224	445	206,7	19,01	9,5	—23	0,68
Нафтено-парафиновые углеводороды (первая часть)	18,2	2,4	0,9073	1,4932	515	122,0	15,05	49	—17	—
Нафтено-парафиновые углеводороды (вторая часть)	20,0	2,6	0,9123	1,4951	500	123,0	15,10	48	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,9	7,2	0,9169	1,4980	485	128,0	15,40	46	—18	0,16
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	77,5	10,2	0,9374	1,5110	450	182,0	18,05	20	—22	0,64
I группа ароматических углеводородов	16,7	2,2	0,9154	1,5170	—	—	—	—	—25	—
II и III группы ароматических углеводородов	22,6	3,0	1,0032	1,5560	—	—	—	—	10	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,0	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Речицкая нефть (скважина № 6)										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,9	0,8812	1,4950	352	15,52	4,43	—	32	0,34
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	76,9	13,8	0,9112	1,5065	340	26,43	5,71	67	—23,5	0,45
Нафтено-парафиновые углеводороды	45,8	8,2	0,8633	1,4738	360	17,85	4,47	100	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,0	10,4	0,8728	1,4834	355	19,00	4,84	90	—21	0,21

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	64,4	11,6	0,8837	1,4908	350	20,25	4,99	84,5	—22	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	73,4	13,2	0,9040	1,5020	345	23,80	5,43	75	—23	—
I группа ароматических углеводородов	12,2	2,2	0,9121	1,5055	—	25,18	5,62	74	—30	—
II и III группы ароматических углеводородов	6,4	1,2	0,9902	1,5608	—	130,6	14,96	32,5	—6	—
IV группа ароматических углеводородов	9,0	1,6	1,0459	1,6157	—	166,6	16,96	—	—5	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	3,5	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—475 °C	100,0	5,1	0,9125	1,5110	435	55,35	9,85	—	44	—
Фракция 450—475 °C после депарафинизации	81,3	4,2	0,9345	1,5235	430	124,5	14,03	19	—21	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	42,5	2,2	0,8915	1,4840	475	70,18	11,00	67,5	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	54,7	2,8	0,8990	1,4910	470	79,29	11,38	51,5	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	64,1	3,3	0,9100	1,5005	460	92,80	12,15	38	—20	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	71,2	3,6	0,9200	1,5090	445	105,1	12,90	29,5	—21	—
I группа ароматических углеводородов	12,2	0,6	0,9280	1,5088	—	126,8	14,30	21,5	—7	—
II и III группы ароматических углеводородов	9,4	0,5	0,9858	1,5600	—	437,4	21,36	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	12,2	0,6	1,0291	1,5920	—	—	31,80	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	5,0	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—

398. Выход гача после депарафинизации масляных фракций

Фракция, °С	Выход гача, %		Температура плавления гача, °С	Фракция, °С	Выход гача, %		Температура плавления гача, °С
	на фракцию	на нефть			на фракцию	на нефть	
Вишанская нефть (скважина № 2)				Осташковичская нефть (скважина № 7)			
350—450	21,0	2,9	49	350—450	26,0	4,1	55
450—500	15,8	1,2	62	450—500	26,6	1,7	48
Осташковичская нефть (скважина № 2)				Речицкая нефть (скважина № 8)			
350—450	18,6	3,2	49	350—450	16,2	2,7	47
450—470	14,0	1,0	53	450—500	17,5	2,3	51
Осташковичская нефть (скважина № 3)				Речицкая нефть (скважина № 6)			
350—450	23,0	4,1	52	350—450	23,1	4,1	50
450—500	28,0	1,8	62	450—475	18,7	0,9	57

399. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Вишанская нефть (скважина № 2)							
Фракция 350—450 °С	17	21	38	62	0,70	1,18	1,88
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	19	29	48	52	0,78	1,57	2,35
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	31	31	69	0	1,55	1,55
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	29	32	68	0,17	1,43	1,60
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	6	27	33	67	0,21	1,46	1,67
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	11	30	41	59	0,40	1,73	2,13
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	30	46	54	0,68	1,64	2,32
Фракция 450—500 °С	20	22	42	58	0,98	1,60	2,58
Фракция 450 °С—500 °С после депарафинизации	23	25	48	52	1,10	1,73	2,83
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	35	35	65	0	2,44	2,44
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	31	40	60	0,41	2,10	2,51
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	11	30	41	59	0,56	2,02	2,58
Нафтено-парафиновые, I, II и часть III группы ароматических углеводородов	14	28	42	58	0,77	1,82	2,59

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Вишанская нефть (скважина № 2)							
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	17	26	43	57	0,87	1,73	2,60
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	19	27	46	54	0,91	1,87	2,78
Осташковичская нефть (скважина № 2)							
Фракция 350—450 °С	17	28	45	55	0,70	1,60	2,30
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	21	27	48	52	0,90	1,60	2,50
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	36	36	64	0	2,20	2,20
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	33	38	62	0,20	2,10	2,30
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	9	31	40	60	0,40	2,00	2,40
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	18	28	46	54	0,80	1,70	2,50
Фракция 450—470 °С	20	27	47	53	1,10	2,10	3,20
Фракция 450—470 °С после депарафинизации	23	31	54	46	1,20	2,40	3,60
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	44	44	56	0	3,40	3,40
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	42	49	51	0,40	3,30	3,70
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	13	37	50	50	0,70	3,10	3,80
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	15	36	51	49	0,90	3,00	3,90
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	33	53	47	1,10	2,80	3,90
Осташковичская нефть (скважина № 3)							
Фракция 350—450 °С	16	19	35	65	0,65	1,07	1,72
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	21	23	44	56	0,90	1,30	2,20
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	31	31	69	0	1,60	1,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	27	33	67	0,10	1,70	1,80
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	26	40	60	0,60	1,40	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	20	22	42	58	0,80	1,30	2,10
Фракция 450—500 °С	18	18,5	36,5	63,5	1,00	1,58	2,58
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	20	22	42	58	1,10	1,80	2,90

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Осташковичская нефть (скважина № 3)							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	26	26	74	0	2,10	2,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7	25	32	68	0,42	2,08	2,50
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	11	26	37	63	0,70	2,05	2,75
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	16	23	39	61	0,93	1,87	2,80
Осташковичская нефть (скважина № 7)							
Фракция 350—450 °С	14	27	40	60	0,60	1,65	2,25
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	15	39	44	56	0,80	1,60	2,40
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	1,50	1,50
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	30	33	67	0,10	1,60	1,70
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	7	30	37	63	0,30	1,60	1,90
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	13	25	38	62	0,60	1,40	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	14	29	43	57	0,70	1,60	2,30
Фракция 450—500 °С	17	25	42	58	0,98	1,82	2,80
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	19	26	45	55	1,10	2,00	3,10
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	2,10	2,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	29	38	62	0,60	2,20	2,80
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	11	29	40	60	0,80	2,20	3,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	15	28	43	57	1,00	2,10	3,10
Речицкая нефть (скважина № 8)							
Фракция 350—450 °С	14	33	47	53	0,54	2,03	2,57
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	13	34	50	50	0,66	2,05	2,71
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	2,07	2,07
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	35	41	59	0,28	1,95	2,23
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	15	34	49	51	0,63	2,00	2,63

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Речицкая нефть (скважина № 8)							
Фракция 450—500 °С	18	29	47	53	1,00	2,28	3,28
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	17	41	58	42	0,93	3,40	4,33
Нафтено-парафиновые углеводороды (первая часть)	0	49	49	51	0	4,05	4,05
Нафтено-парафиновые углеводороды (вторая часть)	0	51	51	49	0	4,10	4,10
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	52	54	46	0,12	4,07	4,19
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	47	57	43	0,54	3,72	4,26
Речицкая нефть (скважина № 6)							
Фракция 350—450 °С	19	16	35	65	0,83	0,91	1,74
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	20	30	50	50	0,79	1,80	2,59
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	39	39	61	0	2,05	2,05
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	10	30	40	60	0,25	1,75	2,00
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	14	27	41	59	0,60	1,50	2,10
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	17	31	48	52	0,72	1,78	2,50
Фракция 450—475 °С	21	20	41	59	1,13	1,57	2,70
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	25	23	48	52	1,40	1,85	3,25
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	46	46	54	0	3,45	3,45
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	43	46	54	0,15	3,25	3,40
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	37	47	53	0,57	2,83	3,40
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	15	32	47	53	0,85	2,45	3,30

400. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, С	Содержание серы, %
Вишанская нефть (скважина № 2)												
Остаток выше 500 °С	100,0	35,3	0,9675	—	—	—	79,05 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	48	1,52
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,5	4,1	0,8680	1,4780	670	132,9	22,09	6,0	113	0,7912	—12	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	20,2	7,1	0,8893	1,4956	630	183,0	25,63	6,9	102	0,8085	—11	—
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	27,0	9,5	0,8991	1,5042	620	271,3	30,00	8,0	96	0,8112	—11	—
I группа ароматических углеводородов	8,7	3,0	0,8911	1,5080	—	242,6	29,90	—	—	—	—9	—
II, III, IV группы ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	54,9	19,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	14,9	5,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Осташковичская нефть (скважина № 2)												
Остаток выше 470 °С	100,0	35,0	0,9837	—	—	—	47,03 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	39	—
Часть нафтено-парафиновых углеводородов после депарафинизации	12,8	4,5	0,8812	1,4815	580	113,1	10,63	6,83	88	0,8054	—18	—
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	17,4	6,1	0,8940	1,4880	575	141,1	19,10	7,65	84	—	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	28,0	9,8	0,9120	1,5000	570	227,9	25,75	8,85	77	0,8225	—15	—
I группа ароматических углеводородов	15,2	5,3	0,9251	1,5090	—	417,2	39,28	10,60	—	—	—11	—
II, III, IV группы ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	65,4	22,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Осташковичская нефть (скважина № 3)

Остаток выше 500 °С	100,0	17,7	0,9305	—	—	—	12,46 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	53	0,85
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,2	2,0	0,8650	1,4760	610	93,24	14,79	6,31	92	0,7862	—15	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	22,9	3,9	0,8965	1,4965	619	193,9	24,01	8,08	85	0,8196	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	23,7	4,2	0,8981	1,4976	625	211,5	25,24	8,36	83	0,8208	—17	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	28,5	5,0	0,9083	1,5040	640	345,0	31,95	10,80	67	0,8305	—18	—
I группа ароматических углеводородов	12,5	2,2	0,9190	1,5130	—	399,2	36,75	10,90	—	—	—18	—
II группа ароматических углеводородов	4,8	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	23,6	4,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	18,7	3,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	8,0	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Осташковичская нефть (скважина № 7)

Остаток выше 500 °С	100,0	18,8	0,9407	—	—	—	16,42 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	>60	0,90
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	13,0	2,4	0,8600	1,4750	670	139,4	21,22	6,6	104	0,8110	—16	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	19,4	3,6	0,8880	1,4920	660	181,0	25,50	7,0	102	0,8128	—19	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	24,1	4,5	0,9050	1,5010	650	246,2	30,34	8,1	99	0,8276	—19	—
I группа ароматических углеводородов	6,4	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	4,7	0,9	0,9396	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 400

Остаток и смесь углеводородов	Выход, % на остаток	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
Осташковичская нефть (скважина № 7)												
III и IV группы ароматических углеводородов	24,0	4,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	21,0	4,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	5,3	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Речицкая нефть (скважина № 8)												
Остаток выше 500 °С	100,0	30,0	0,9725	—	—	—	69,60 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	34	0,95
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	11,3	3,4	0,9012	1,4920	680	212,2	25,60	8,28	85,5	0,826	—14	0,13
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	22,5	6,8	0,9188	1,5038	660	560,7	46,82	11,95	77,5	0,843	—16	0,37
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	30,0	9,0	0,9270	1,5097	—	1292	72,50	16,82	55,8	—	—16	—
Нафтено-парафиновые, I, II и первая часть III группы ароматических углеводородов	37,4	11,3	0,9370	1,5160	—	—	1180	—	—	—	—4	—
I группа ароматических углеводородов	11,2	3,4	0,9248	1,5098	—	867,2	56,11	—	59,3	—	—19	0,60
II и первая часть III группы ароматических углеводородов	14,9	4,5	1,1087	1,5335—1,5505	—	Не течет	232,1	—	—	—	~32	—
Вторая часть III группы ароматических углеводородов	5,3	1,6	—	1,5550—1,5615	—	—	—	—	—	—	—	—
Смолистые вещества	43,0	12,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	3,6	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Речицкая нефть (скважина № 6)

Остаток выше 475 °С	100,0	23,3	0,9469	—	—	—	23,00 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	34	0,75
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	19,5	4,5	0,8800	1,4833	670	165,96	23,51	7,06	100	0,795	—17	—
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	27,6	6,5	0,8900	1,4905	660	225,00	26,70	8,43	85	0,810	—17	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	28,2	6,6	0,8909	1,4910	655	230,00	26,90	8,55	84	0,811	—17	0,10
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	36,9	8,6	0,9105	1,5028	635	356,00	33,15	10,75	68,5	0,835	—14	0,55
I группа ароматических углеводородов	8,7	2,0	0,9288	1,5110	—	496,23	39,10	—	65,5	—	—21	—
II группа ароматических углеводородов	8,7	2,0	0,9705	1,5435	—	—	94,28	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	8,9	2,1	—	1,5575—1,5648	—	—	—	—	—	—	—	—
Смолистые вещества	31,0	7,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	7,4	1,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

401. Выход петролатума после депарафинизации парафино-нафтеновых и I группы ароматических углеводородов, выделенных из деасфальтенированных остатков

Нефть	№ скважины	Остаток выше, °С	Выход петролатума, %		Температура плавления петролатума, °С
			на остаток	на нефть	
Вишанская	2	500	10,0	3,5	61
Осташковичская	2	470	6,6	2,3	53
Осташковичская	3	500	21,2	3,8	53
Осташковичская	7	500	25,6	4,8	53
Речицкая	8	500	10,7	3,2	41
Речицкая	6	475	15,8	3,7	48

402. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Вишанская нефть (скважина № 2)							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	27	27	73	0	2,60	2,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	13	16	29	71	0,92	1,86	2,78
Нафтено-парафиновые, I и часть II группы ароматических углеводородов	17	13	30	70	1,30	1,50	2,80
Осташковичская нефть (скважина № 2)							
Часть нафтено-парафиновых углеводородов	0	37	37	63	0	3,30	3,30
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	41	41	59	0	3,90	3,90
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	36	44	56	0,6	3,50	4,10
Осташковичская нефть (скважина № 3)							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	27	27	73	0	2,50	2,50
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	10	23	33	67	0,70	2,60	3,30
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	11	23	34	66	0,80	2,60	3,40
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	13	23	36	64	1,10	2,60	3,70

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	$C_А$	$C_Н$	$C_{кол}$	$C_П$	$K_А$	$K_Н$	$K_О$
Осташковичская нефть (скважина № 7)							
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	22	22	78	0	2,20	2,00
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	20	29	71	0,70	2,40	3,10
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	11	25	36	64	0,85	2,75	3,60
Речицкая нефть (скважина № 8)							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0,5	41,5	42	58	0,05	4,02	4,07
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	7,5	37,5	45	55	0,61	4,07	4,68
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10,5	35,5	46	54	0,84	4,05	4,89
Речицкая нефть (скважина № 6)							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	31	31	69	0	3,25	3,25
Нафтено-парафиновые и часть I группы ароматических углеводородов	5	28	33	67	0,40	3,05	3,45
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	27	33	67	0,45	3,00	3,45
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	10	29	39	61	0,80	3,20	4,00

403. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базовых масел, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Вишанская нефть (скважина № 2)										
350—450	13,9	0,8942	16,50	4,37	—	85	—	—24	77,2	10,7
450—500	7,9	0,8980	35,80	7,30	—	85	—	—20	68,5	5,4
Остаток выше 500	35,3	0,8991	271,3	30,00	8,0	96	0,8112	—11	27,0	9,5

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базовых масел, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Осташковичская нефть (скважина № 2)										
350—450	17,4	0,8809	25,02	5,70	—	83	—	—10	61,0	10,6
450—470	7,4	0,9125	104,5	14,01	—	58	—	—11	54,3	4,1
Остаток выше 470	35,0	0,9120	227,9	25,75	8,85	77	0,8225	—15	28,0	9,8
Осташковичская нефть (скважина № 3)										
350—450	17,4	0,8950	21,30	5,18	—	87	—	—20	73,6	13,0
450—500	6,3	0,8930	65,80	11,10	—	85	—	—21	58,9	3,7
Остаток выше 500	17,7	0,8965	193,9	24,01	8,08	85	0,8196	—17	22,9	3,9
Осташковичская нефть (скважина № 7)										
350—450	15,7	0,8909	17,65	4,59	—	86	—	—11	72,5	11,4
450—500	6,2	0,8900	52,60	9,61	—	86	—	—11	49,4	3,0
Остаток выше 500	18,8	0,9050	246,2	30,34	8,10	99	0,8276	—19	24,1	4,5
Речицкая нефть (скважина № 8)										
350—450	16,4	0,9040	27,95	5,96	—	70	—	—25	81,4	13,36
450—500	13,1	0,9169	128,00	15,40	—	46	—	—18	54,9	7,18
Остаток выше 500	30,0	0,9188	560,7	46,82	11,97	77,5	0,8430	—16	22,5	6,75
Речицкая нефть (скважина № 6)										
350—450	17,9	0,8837	20,25	4,99	—	84,5	—	—22	64,4	11,54
450—475	5,1	0,8990	79,29	11,38	—	51,7	—	—19	54,7	2,79
Остаток выше 475	23,3	0,8900	225,0	26,70	8,43	85	0,8100	—17	27,6	6,45

404. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов
(ГОСТ 11954—66)

Нефть	№ скважины	Содержание, %			2,5 П	$А+С_С$	$А+С_С-2,5$ П
		асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Вишанская	2	3,43	15,0	8,19	20,4	18,43	—1,97
Осташковичская	2	1,93	14,00	6,70	16,7	15,93	—0,77
Осташковичская	3	0,87	8,41	9,35	23,4	9,28	—14,12
Осташковичская	7	0,40	10,98	6,24	15,7	11,38	—4,32
Речицкая	8	0,32	13,73	6,03	15,2	14,05	—0,15
Речицкая	6	0,11	7,04	9,51	23,8	7,15	—15,65

Примечание. Из всех перечисленных нефтей не могут быть получены битумы.

405. Шифр нефтей согласно технологической классификации
(ГОСТ 912—66)

Нефть	№ скважины	Шифр нефти				
		класс	тип	группа	подгруппа	вид
Вишанская	2	II	$Т_2$	$М_1$	$И_1$	$П_3$
Осташковичская	5	II	$Т_2$	—	—	$П_3$
Осташковичская	2	II	$Т_2$	$М_3$	$И_2$	$П_3$
Осташковичская	3	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_3$
Осташковичская	7	I	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_3$
Речицкая	8	II	$Т_2$	$М_3$	$И_2$	$П_3$
Речицкая	6	I	$Т_1$	$М_2$	$И_2$	$П_3$

406. Разгонка (ИТК) вишанской нефти (скважина № 2) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный								
1	До 28 (газ до C_4)	0,59	0,59	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—65	2,17	2,76	0,6566	1,3791	—	—	—	—	—	—
3	65—96	2,57	5,33	0,7105	1,4000	98	—	—	—	—	—
4	96—115	2,43	7,76	0,7332	1,4109	100	—	—	—	—	—
5	115—135	2,68	10,44	0,7465	1,4188	—	—	—	—	—	Следы
6	135—153	2,54	12,98	0,7560	1,4244	114	—	—	—	—60	—
7	153—170	2,51	15,49	0,7650	1,4293	—	—	—	—	—55	—
8	170—187	2,65	18,14	0,7741	1,4340	135	1,25	0,86	—	—50	0,07
9	187—207	3,05	21,19	0,7843	1,4395	—	1,47	—	—	—44	—
10	207—224	2,72	23,91	0,7930	1,4439	167	1,89	1,19	—	—37	—
11	224—240	2,72	26,63	0,8018	1,4496	—	2,42	1,27	—	—31	0,16
12	240—257	2,68	29,31	0,8092	1,4537	210	3,03	1,75	—	—24	—
13	257—273	2,72	32,03	0,8183	1,4588	—	3,80	1,80	—	—17	—
14	273—292	2,72	34,75	0,8265	1,4630	224	4,60	2,24	1,03	—10	—
15	292—314	2,62	37,37	0,8350	1,4673	—	6,00	2,85	1,40	—4	0,24
16	314—330	2,78	40,15	0,8425	1,4720	265	8,19	3,80	1,76	3	—
17	330—350	2,72	42,87	0,8520	1,4767	—	11,44	4,62	2,00	9	—
18	350—370	2,86	45,73	0,8602	1,4815	300	15,80	6,14	2,34	15	0,28
19	370—390	2,86	48,59	0,8690	1,4866	—	—	8,50	3,00	21	—
20	390—411	2,94	51,53	0,8797	1,4915	347	—	12,64	4,74	27	0,39
21	411—436	3,05	54,58	0,8887	1,4964	—	—	19,60	4,90	31	—
22	436—454	2,90	57,48	0,8970	1,5017	390	—	28,03	6,23	35	0,66
23	454—476	3,05	60,53	0,9072	1,5060	400	—	39,80	7,46	38	0,81
24	476—500	4,17	64,70	0,9172	1,5097	410	—	50,98	9,56	42	0,92
25	Остаток	35,30	100,00	0,9675	—	—	—	—	—	48	1,52

407. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 5) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,8	3,2	0,6630	1,3861	—	—	—	—	—	—	Следы
3	60—95	3,4	6,6	0,7205	1,4090	78	—	—	—	—	—	0,008
4	95—122	2,7	9,3	0,7450	1,4218	105	—	—	—	—	—	0,015
5	122—150	3,5	12,8	0,7635	1,4324	120	0,93	—	—	<—60	—	0,05
6	150—200	7,6	20,4	0,7918	1,4442	143	1,56	—	—	—48	—	0,15
7	200—250	7,6	28,0	0,8160	1,4570	186	3,30	1,78	—	—27	—	0,30
8	250—300	7,0	35,0	0,8385	1,4671	225	6,74	3,57	1,51	—8	—	0,50
9	300—350	6,6	41,6	0,8625	1,4815	279	16,11	7,49	2,55	9	—	0,70
10	350—400	6,8	48,4	0,8864	1,4964	338	—	13,69	4,42	24	—	0,78
11	400—450	7,6	56,0	0,9097	1,5090	403	—	62,37	8,58	34	229	0,85
12	450—480	7,5	63,5	0,9260	1,5180	455	—	119,6	14,85	38	280	1,10
13	Остаток	36,5	100,0	0,9681	—	—	—	—	88,48 (BY_{100})	42	352	2,20

408. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 2) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракций при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,32	0,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—54	1,37	1,69	0,6945	—	—	—	—	—	—	—	Следы
3	54—77	2,05	3,74	0,7106	1,3881	—	—	—	—	—	—	—
4	77—100	2,57	6,31	0,7298	1,4007	92	—	—	—	—	—	0,002
5	100—120	2,50	8,81	0,7454	1,4122	102	—	—	—	—	—	0,03
6	120—140	2,55	11,36	0,7580	1,4222	119	0,90	—	—	<—60	—	—
7	140—158	2,75	14,11	0,7700	1,4310	135	1,10	—	—	То же	—	0,09
8	158—176	2,59	16,70	0,7812	1,4391	144	1,35	—	—	—52	—	—
9	176—200	2,70	19,40	0,7908	1,4442	150	1,71	1,28	—	—47	—	0,11
10	200—214	2,60	22,00	0,8008	1,4497	177	2,27	1,70	—	—39	—	0,15
11	214—234	2,70	24,70	0,8102	1,4540	188	2,90	2,00	—	—30	—	—
12	234—259	2,70	27,40	0,8185	1,4619	202	3,90	2,41	—	—22	—	0,25
13	259—279	2,82	30,22	0,8270	1,4638	214	5,41	2,87	1,38	—13	—	—
14	279—297	2,68	32,90	0,8368	1,4650	228	7,40	3,31	1,51	—5	—	0,38
15	297—315	2,80	35,70	0,8440	1,4728	241	9,55	4,12	1,66	1	—	—
16	315—338	3,00	38,70	0,8528	1,4777	254	12,72	4,85	1,93	8	—	0,41
17	338—360	3,00	41,70	0,8629	1,4836	268	—	6,50	2,29	15	—	—
18	360—380	2,90	44,60	0,8730	1,4885	300	—	9,52	2,80	20	—	—
19	380—395	2,80	47,40	0,8835	1,4938	320	—	16,44	3,60	26	—	0,58
20	395—411	2,80	50,20	0,8940	1,4987	340	—	24,10	4,65	31	—	—
21	411—426	3,00	53,20	0,9040	1,5035	362	—	27,60	6,20	36	—	0,70
22	426—442	3,00	56,20	0,9128	1,5129	385	—	59,58	7,95	41	224	—
23	442—454	2,80	59,00	0,9190	1,5179	406	—	68,10	10,15	46	231	0,78
24	454—464	2,90	61,90	0,9235	1,5190	430	—	84,70	12,33	50	242	—
25	464—470	3,10	65,00	0,9270	1,5213	460	—	105,80	14,50	55	254	0,83
26	Остаток	35,00	100,00	0,9837	—	—	—	—	—	—	—	1,88

409. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 3) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки в открытом тигле	
1	До 28 (газ до C_4)	0,64	0,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—64	2,73	3,37	0,6702	1,3842	—	—	—	—	—	—	—
3	64—86	3,05	6,42	0,7128	1,4007	80	—	—	—	—	—	—
4	86—102	3,05	9,47	0,7329	1,4103	87	—	—	—	—	—	0,01
5	102—118	3,08	12,55	0,7443	1,4172	110	—	—	—	—	—	0,04
6	118—133	3,08	15,63	0,7535	1,4228	119	—	—	—	—	—	—
7	133—148	3,11	18,74	0,7624	1,4280	130	—	—	—	<—60	—	0,05
8	148—164	3,10	21,84	0,7705	1,4325	137	1,10	—	—	—58	—	—
9	164—180	3,20	25,04	0,7786	1,4368	146	1,36	—	—	—52	—	0,06
10	180—194	3,10	28,14	0,7865	1,4410	155	1,71	—	—	—45	—	—
11	194—211	3,20	31,34	0,7940	1,4450	165	2,03	1,17	—	—39	—	0,09
12	211—227	3,30	34,64	0,8024	1,4492	176	2,45	1,45	—	—32	—	—
13	227—244	3,40	38,04	0,8105	1,4533	188	2,93	1,72	—	—25	—	0,11
14	244—260	3,30	41,34	0,8185	1,4580	201	3,53	2,05	—	—18	—	—
15	260—276	3,20	44,54	0,8265	1,4618	214	4,44	2,39	1,17	—11	—	0,14
16	276—294	3,15	47,69	0,8336	1,4655	226	5,50	2,82	1,40	—5	—	—
17	294—310	3,20	50,89	0,8410	1,4698	238	7,47	3,42	1,70	1	—	0,18
18	310—327	3,20	54,09	0,8472	1,4732	246	11,10	4,20	2,03	8	—	—
19	327—346	3,35	57,44	0,8535	1,4776	270	20,55	5,46	2,38	13	—	0,22
20	346—363	3,35	60,79	0,8591	1,4812	292	—	7,32	2,75	13	—	—
21	363—381	3,35	64,14	0,8652	1,4856	315	—	9,70	3,23	24	—	0,26
22	381—400	3,40	67,54	0,8718	1,4900	343	—	13,23	3,85	30	—	—
23	400—417	3,15	70,69	0,8780	1,4945	370	—	16,97	4,67	35	—	0,30
24	417—437	3,20	73,89	0,8845	1,4983	396	—	21,82	5,95	39	—	—
25	437—458	3,30	77,19	0,8938	1,5030	428	—	35,49	7,74	44	241	0,34
26	458—486	3,30	80,49	0,9002	1,5072	457	—	79,80	9,90	47	254	—
27	486—500	1,81	82,30	0,9097	1,5110	480	—	—	12,03	49	276	0,40
28	Остаток	17,70	100,0	0,9305	—	—	—	—	—	—	—	0,85

410. Разгонка (ИТК) осташковичской нефти (скважина № 7) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,50	1,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—52	3,02	4,52	0,6422	1,3740	—	—	—	—	—	—	—
3	52—75	3,31	7,83	0,7036	1,3945	84	—	—	—	—	—	—
4	75—96	3,46	11,29	0,7260	1,4050	95	—	—	—	—	—	Следы
5	96—116	3,63	14,92	0,7440	1,4131	—	—	—	—	—	—	—
6	116—135	3,53	18,45	0,7540	1,4200	115	—	—	—	—	—	0,006
7	135—155	3,60	22,05	0,7628	1,4261	128	—	—	—	< —60	—	0,025
8	155—175	3,80	25,85	0,7721	1,4325	—	1,14	0,80	—	—60	—	0,04
9	175—197	4,00	29,85	0,7823	1,4382	157	1,53	1,00	—	—52	—	0,05
10	197—217	3,80	33,65	0,7929	1,4444	—	1,91	1,30	0,75	—43	—	0,06
11	217—234	3,67	37,32	0,8018	1,4500	—	2,60	1,61	1,00	—35	—	0,08
12	234—253	3,78	41,10	0,8104	1,4560	202	3,28	1,86	1,07	—26	—	0,10
13	253—270	3,61	44,71	0,8180	1,4601	—	4,22	2,23	1,33	—17	—	0,12
14	270—291	4,37	49,08	0,8300	1,4665	—	5,49	2,80	1,50	—8	—	0,14
15	291—311	3,63	52,71	0,8410	1,4723	252	7,58	3,62	1,84	1	—	0,15
16	311—333	4,01	56,72	0,8550	1,4769	—	11,73	4,84	2,00	9	—	0,16
17	333—360	4,14	60,86	0,8630	1,4830	—	—	6,80	2,38	17	—	0,19
18	360—386	4,35	65,21	0,8750	1,4897	331	—	9,95	3,05	25	—	0,21
19	386—412	4,00	69,21	0,8890	1,4940	368	—	16,79	4,35	31	—	0,22
20	412—438	3,91	73,12	0,8960	1,4990	404	—	25,20	5,98	36	235	0,25
21	438—465	4,05	77,17	0,9040	1,5050	434	—	42,04	8,40	39	260	0,30
22	465—500	4,03	81,20	0,9120	1,5090	470	—	—	11,11	41	263	0,34
23	Остаток	18,80	100,0	0,9407	—	—	—	—	—	—	—	—

411. Разгонка (ИТК) речицкой нефти (скважина № 8) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,70	1,70	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—81	2,41	4,11	0,6400	1,3820	—	—	—	—	—	—	0
3	81—107	2,53	6,64	0,7142	1,3950	—	—	—	—	—	—	—
4	107—129	2,62	9,26	0,7495	1,4130	116	—	—	—	—	—	0,01
5	129—153	2,71	11,97	0,7590	1,4200	—	—	—	—	—	—	—
6	153—176	2,85	14,82	0,7715	1,4285	—	1,10	—	—	<—60	—	0,06
7	176—198	2,87	17,69	0,7845	1,4357	151	1,39	0,90	—	—54	—	—
8	198—210	1,71	19,40	0,7952	1,4415	—	1,75	1,16	—	—46	—	0,12
9	210—240	4,05	23,45	0,8070	1,4475	—	2,40	1,50	0,83	—37	80	—
10	240—259	2,90	26,35	0,8180	1,4530	200	3,22	1,85	0,96	—29	95	—
11	259—278	2,93	29,28	0,8280	1,4575	—	4,33	2,30	1,10	—20	110	0,22
12	278—296	2,87	32,15	0,8390	1,4630	—	7,14	2,85	1,29	—12	126	—
13	296—314	2,90	35,05	0,8485	1,4680	257	12,90	3,51	1,50	—4	140	0,33
14	314—332	2,85	37,90	0,8595	1,4735	—	—	4,55	1,85	3	156	—
15	332—351	2,90	40,80	0,8685	1,4780	—	—	6,00	2,18	9	171	0,35
16	351—371	3,00	43,80	0,8795	1,4820	315	—	9,05	2,90	16	187	—
17	371—392	3,10	46,90	0,8881	1,4912	—	—	13,35	3,78	22	201	0,47
18	392—411	3,20	50,10	0,8990	1,4985	—	—	21,83	5,25	26	217	—
19	411—430	3,10	53,20	0,9072	1,5042	376	—	41,25	6,80	29	231	—
20	430—451	3,80	57,00	0,9151	1,5080	—	—	67,69	8,90	32	246	0,51
21	451—472	4,00	61,00	0,9218	1,5110	424	—	—	11,40	35	258	—
22	472—487	4,00	65,00	0,9260	1,5128	447	—	115,31	14,10	38	266	0,55
23	487—500	5,00	70,00	0,9288	1,5140	470	—	—	16,85	41	272	—
24	Остаток	30,00	100,00	0,9725	—	—	—	—	—	—	—	0,95

412. Разгонка (ИТК) речицкой нефти (скважина № 6) в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,50	1,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—53	2,57	4,07	0,6355	1,3668	—	—	—	—	—	—	—
3	53—73	2,87	6,94	0,6951	1,3946	—	—	—	—	—	—	—
4	73—94	3,09	10,03	0,7260	1,4080	94	—	—	—	—	—	—
5	94—114	3,17	13,20	0,7390	1,4155	—	—	—	—	—	—	—
6	114—133	3,05	16,25	0,7515	1,4220	—	—	—	—	—	—	—
7	133—151	3,21	19,46	0,7610	1,4274	122	—	—	—	—	—	Следы
8	151—171	3,30	22,76	0,7715	1,4335	—	1,12	—	—	<—60	—	—
9	171—189	3,26	26,02	0,7816	1,4388	—	1,52	—	—	—54	—	0,025
10	189—207	3,21	29,23	0,7900	1,4447	160	1,94	1,20	—	—42	—	—
11	207—229	3,41	32,64	0,7995	1,4495	—	2,50	1,50	—	—34	95	0,065
12	229—248	3,45	36,09	0,8090	1,4545	—	3,24	1,80	0,99	—25	110	—
13	248—268	3,44	39,53	0,8185	1,4595	206	4,08	2,20	1,20	—18	124	0,10
14	268—288	3,49	43,02	0,8280	1,4644	—	5,32	2,69	1,39	—9	139	—
15	288—308	3,37	46,39	0,8370	1,4695	—	7,08	3,35	1,67	—3	154	0,23
16	308—328	3,54	49,93	0,8460	1,4743	263	9,28	4,35	1,91	4	168	—
17	328—348	3,49	53,42	0,8535	1,4790	—	—	5,60	2,22	10	182	0,30
18	348—370	3,54	56,96	0,8627	1,4838	—	—	7,61	2,69	18	196	—
19	370—391	3,50	60,46	0,8714	1,4890	327	—	10,80	3,34	24	210	0,32
20	391—410	3,59	64,05	0,8803	1,4915	—	—	15,10	4,24	31	222	—
21	410—429	3,50	67,55	0,8890	1,4995	—	—	—	5,60	36	233	0,35
22	429—447	3,60	71,15	0,8980	1,5047	389	—	37,35	7,27	40	241	—
23	447—466	3,73	74,88	0,9088	1,5090	—	—	—	9,30	44	246	0,37
24	466—475	1,82	76,70	0,9181	1,5128	422	—	64,52	11,00	45	248	0,40
25	Остаток	23,30	100,00	0,9469	—	—	—	—	—	—	—	0,75

413. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °С				
				н. к.	10%	50%	90%	к. к.
Осташковичская нефть (скважина № 7)								
210	29,0	0,7596	130	86	105	154	243	278
250	44,0	0,7781	170	92	110	182	280	320
300	62,0	0,7891	185	94	120	200	312	350 (96%)
325	68,9	0,8003	—	96	128	225	350 (96%)	—
Речицкая нефть (скважина № 8)								
250	27,0	0,7679	149	58	87	170	280	310
280	33,0	0,7769	161	60	90	180	300	350
300	37,0	0,7879	164	77	100	203	336	350 (92%)
335	47,0	0,7985	186	77	114	225	350	350 (90%)

414. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
Осташковичская нефть (скважина № 7)						
210	71,0	0,8702	14,95	4,01	16	2,38
250	56,0	0,8882	41,9	6,06	33	2,85
300	38,0	0,8961	269,9	9,92	40	3,43
325	31,1	0,9060	520,3	14,56	45	4,03
Речицкая нефть (скважина № 8)						
250	73,0	0,9143	70,56	11,59	24	—
280	67,0	0,9185	255,8	15,13	24	—
300	63,0	0,9250	386,6	23,28	25	—
335	53,0	0,9390	643,32	31,52	29	—

415. Характеристика остатков разной глубины отбора вишанской нефти (скважина № 2)

Выход (на нефть), остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
35,30	0,9675	—	—	79,04	48	338	19,12	1,52
39,74	0,9534	—	—	56,80	46	314	—	—
42,52	0,9470	—	—	36,40	44	300	—	—
45,42	0,9418	—	62,74	23,16	42	287	13,21	1,35
48,47	0,9382	—	44,80	15,50	41	274	—	—
51,41	0,9352	—	30,60	12,00	39	263	—	—
54,27	0,9327	—	20,00	9,20	38	251	—	—
57,13	0,9308	82,89	14,71	6,99	36	240	10,88	1,11
59,85	0,9273	67,30	11,60	6,00	35	230	—	—
62,63	0,9244	47,20	9,20	5,20	33	220	—	—
65,25	0,9214	31,30	7,60	4,70	32	211	—	—
67,97	0,9184	21,80	6,20	4,40	30	202	—	—
70,69	0,9153	17,35	5,25	3,41	28	192	9,36	0,89
73,37	0,9123	13,80	4,50	—	27	183	—	—
76,09	0,9091	11,20	4,00	—	27	173	—	—
78,81	0,9060	9,40	3,40	—	26	164	—	—
81,51	0,9027	7,90	3,10	—	24	154	—	—
87,02	0,8961	5,55	2,17	2,11	22	134	7,53	0,73
89,56	0,8920	5,10	—	—	21	117	—	—
92,24	0,8876	4,40	—	—	19	96	—	—
94,67	0,8827	3,80	—	—	17	75	—	—
97,24	0,8768	3,10	—	—	15	53	—	—
99,41	0,8680	2,60	—	—	13	33	—	—
100,00	0,8651	2,54	—	—	12	27	5,78	0,68

416. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 2)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
35,00	0,9837	—	—	47,03	39	342	14,13	1,88
38,10	0,9780	—	—	38,00	37	330	13,50	—
41,00	0,9740	—	—	28,20	36	318	13,02	—
43,80	0,9665	—	49,54	19,20	34	307	12,60	1,74
46,80	0,9610	—	39,40	11,40	33	296	12,15	—
49,80	0,9570	—	28,40	9,30	32	283	11,80	—
52,60	0,9495	—	23,00	7,95	31	273	11,35	—
55,40	0,9437	91,41	17,20	7,00	30	262	10,91	1,50
58,30	0,9380	78,00	14,40	6,10	29	251	10,40	—
61,30	0,9325	63,10	11,55	5,20	28	239	10,11	—
64,30	0,9268	47,00	9,15	4,40	27	238	9,70	—
67,10	0,9224	33,40	7,15	3,70	27	217	9,38	—
69,78	0,9174	24,50	5,60	3,12	26	206	9,07	1,34
72,60	0,9130	21,30	4,45	2,60	25	198	8,65	—
75,30	0,9085	17,90	3,75	2,29	24	187	8,32	—
78,00	0,9043	14,50	3,20	2,00	23	176	7,95	—
80,60	0,9010	11,50	2,80	1,95	22	169	7,64	—
83,30	0,8965	8,30	2,55	1,85	22	157	7,30	—
85,89	0,8925	5,60	2,33	1,80	21	146	6,97	1,17
88,64	0,8883	4,35	2,15	—	20	134	6,50	—
91,19	0,8840	3,50	—	—	19	121	6,14	—
93,69	0,8800	2,90	—	—	18	108	5,70	—
96,26	0,8765	2,45	—	—	17	91	5,25	—
98,31	0,8728	2,20	—	—	16	68	4,83	—
99,68	0,8710	2,15	—	—	14	40	4,60	—
100,00	0,8698	2,00	—	—	13	13	4,40	0,77

417. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 3)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
17,70	0,9305	—	92,07	12,46	53	370	10,85	0,85
19,51	0,9280	—	76,40	10,00	51	356	10,00	—
22,81	0,9250	—	48,35	7,03	50	331	8,61	—
26,11	0,9211	—	19,90	5,16	49	311	7,39	0,62
29,31	0,9165	—	13,50	4,38	48	290	6,38	—
32,46	0,9120	—	7,32	3,36	46	274	5,50	—
35,86	0,9072	—	5,70	2,83	44	258	4,95	—
39,21	0,9025	59,61	4,52	2,48	43	244	4,57	0,58
42,56	0,8973	41,20	3,61	2,19	41	232	4,20	—
45,91	0,8925	23,52	2,92	1,99	39	219	3,88	—
49,11	0,8888	15,50	2,57	1,87	38	206	3,62	—
52,31	0,8850	9,30	2,28	1,74	36	195	3,40	—
55,46	0,8815	6,92	2,08	1,63	35	185	3,22	0,50
58,66	0,8785	5,83	1,90	1,52	34	175	3,03	—
61,96	0,8751	4,90	1,78	1,48	32	164	2,85	—
65,36	0,8720	4,05	1,67	1,42	31	153	2,64	—
68,66	0,8690	3,35	1,58	1,38	30	143	2,47	—
71,86	0,8661	2,72	1,51	1,32	28	132	2,31	0,43
74,96	0,8632	2,28	1,48	1,30	27	123	2,17	—
78,16	0,8605	2,00	1,42	1,27	26	113	2,10	—
81,26	0,8573	1,77	1,37	1,22	25	104	1,95	—
84,37	0,8538	1,65	1,30	1,18	24	92	1,77	—
87,45	0,8502	1,54	1,23	1,12	22	82	1,69	0,37
90,53	0,8465	1,47	—	—	21	69	1,59	—
93,58	0,8420	1,40	—	—	19	53	1,44	—
96,63	0,8375	1,37	—	—	16	27	1,33	—
100,00	0,8295	1,33	—	—	14	—3	1,24	0,31

418. Характеристика остатков разной глубины отбора осташковичской нефти (скважина № 7)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
18,80	0,9407	—	39,92	16,42	>60	354	13,23	0,90
22,83	0,9320	—	29,00	10,50	58	342	—	—
26,88	0,9250	—	20,00	6,40	55	310	—	—
30,88	0,9191	262,35	11,44	4,59	53	294	7,13	0,54
34,79	0,9140	200,00	9,00	3,80	50	270	—	—
39,14	0,9090	140,00	6,60	3,20	46	248	—	—
43,28	0,9040	75,00	4,70	2,60	43	230	—	—
47,29	0,9005	12,07	3,49	2,17	40	214	4,98	0,47
50,92	0,8950	9,90	2,70	1,90	39	201	—	—
55,29	0,8900	7,30	2,20	1,75	36	184	—	—
58,90	0,8860	5,40	2,00	1,60	34	170	—	—
62,68	0,8820	3,90	1,80	1,50	32	156	—	—
66,35	0,8770	2,92	1,68	1,41	30	140	3,28	0,35
70,15	0,8730	2,40	1,60	1,39	28	128	—	—
74,15	0,8690	2,10	1,50	1,30	25	115	—	—
77,95	0,8650	1,85	1,40	1,28	23	100	—	—
81,55	0,8600	1,70	1,35	1,25	21	90	—	—
85,08	0,8562	1,63	1,29	1,19	18	72	2,56	0,30
88,71	0,8500	1,50	—	—	16	60	—	—
92,17	0,8450	1,40	—	—	12	45	—	—
95,48	0,8400	1,35	—	—	6	36	—	—
98,50	0,8330	1,30	—	—	0	22	—	—
100,00	0,8252	1,23	—	—	—10	2	1,85	0,28

419. Характеристика остатков разной глубины отбора речицкой нефти (скважина № 8)

Выход (на нефть), остатка %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
30,00	0,9725	—	285,5	69,06	34	342	12,91	0,95
35,00	0,9670	—	—	—	32	314	—	—
39,00	0,9625	—	—	—	30	296	—	—
43,00	0,9574	—	61,38	21,45	28	280	9,02	0,84
46,00	0,9528	—	—	17,20	26	264	—	—
49,90	0,9489	—	—	13,50	23	253	—	—
53,10	0,9445	—	19,40	9,10	21	241	—	—
56,20	0,9405	—	14,10	6,25	18	229	—	—
59,20	0,9370	79,50	10,67	4,48	16	219	6,45	0,74
62,10	0,9333	—	7,45	3,01	14	208	—	—
60,95	0,9295	—	5,50	2,87	12	198	—	—
67,85	0,9260	—	4,40	2,40	10	187	—	—
70,72	0,9220	22,50	3,58	2,05	7	175	—	—
73,65	0,9185	16,50	3,04	1,85	5	164	—	—
76,55	0,9140	11,75	2,65	1,76	3	152	—	—
80,60	0,9084	6,56	2,26	1,70	0	135	4,84	0,60
82,31	0,9050	5,55	—	—	—2	128	—	—
85,18	0,9015	4,40	—	—	—4	116	—	—
88,03	0,8970	3,60	—	—	—7	102	—	—
90,74	0,8920	3,00	—	—	—10	88	—	—
93,36	0,8870	2,65	—	—	—13	75	—	—
95,89	0,8820	2,40	—	—	—16	60	—	—
98,30	0,8740	2,20	—	—	—21	38	—	—
100,00	0,8683	2,16	—	—	—24	19	3,21	0,51

420. Характеристика остатков разной глубины отбора речицкой нефти (скважина № 6)

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
23,30	0,9469	—	56,78	23,01	34	327	11,73	0,75
25,12	0,9448	—	—	17,00	33	318	—	—
28,85	0,9410	—	—	7,70	30	298	—	—
32,45	0,9364	—	29,00	5,25	28	282	6,64	0,67
35,95	0,9322	—	20,50	4,14	27	269	—	—
39,54	0,9280	—	12,00	3,40	26	256	—	—
43,04	0,9230	—	6,25	2,90	26	244	—	—
46,58	0,9180	32,59	4,33	2,47	25	231	5,78	0,57
50,07	0,9130	25,00	3,37	2,16	25	218	—	—
53,61	0,9083	17,00	2,68	1,92	25	206	—	—
56,98	0,9034	9,70	2,26	1,78	24	194	—	—
60,47	0,8988	5,75	2,02	1,61	24	182	4,65	0,48
63,91	0,8941	4,40	1,84	1,52	23	170	—	—
67,36	0,8895	3,47	1,70	1,44	23	157	—	—
70,77	0,8842	2,80	1,60	1,36	22	144	—	—
73,98	0,8801	2,45	1,51	1,31	22	134	4,02	0,43
77,24	0,8755	2,13	1,46	1,28	20	122	—	—
80,54	0,8710	1,88	1,40	1,25	19	110	—	—
83,75	0,8665	1,71	1,38	1,22	17	98	—	—
86,80	0,8620	1,60	1,34	1,21	13	85	3,31	0,37
89,97	0,8570	1,50	—	—	9	72	—	—
93,06	0,8520	1,48	—	—	3	60	—	—
95,93	0,8471	1,45	—	—	—5	45	—	—
98,50	0,8420	1,43	—	—	—20	30	—	—
100,00	0,8393	1,42	—	—	—34	20	2,60	0,32

IX. НЕФТИ ПРИБАЛТИКИ

А. НЕФТИ ЛИТОВСКОЙ ССР

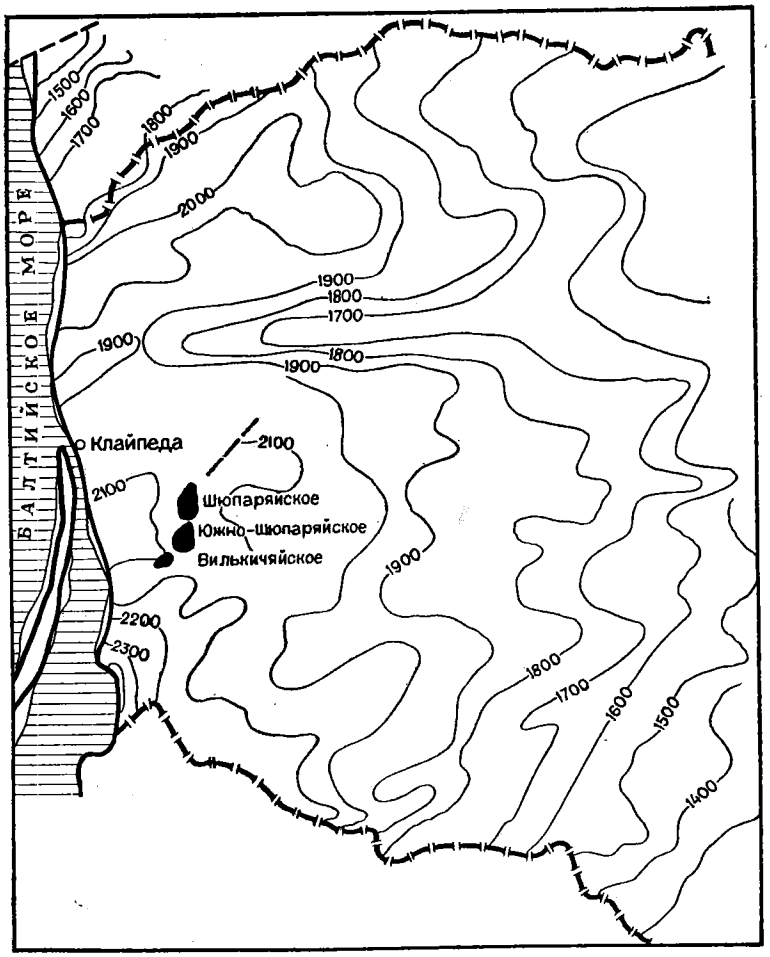

Рис. 9. Схема размещения нефтяных месторождений Литовской ССР.

Первые нефтяные месторождения, открытые на территории Литовской ССР и Калининградской области, расположены в пределах восточной части балтийской синеклизы. В региональном тектоническом плане балтийская синеклиза ограничивается на юго-востоке склоном Белорусско-Литовского массива, на севере — склоном Балтийского щита, на востоке сливается с Латвийским прогибом и на западе ее граница находится в пределах Балтийского моря. Нефтеносность балтийской синеклизы связывается с комплексом нижнепалеозойских отложений от кембрия до нижнего девона, а также и с осадками перми, распространенными в юго-западной части Литвы и Калининградской области.

В Литовской ССР открыто три месторождения: Шюпаряйское (Гаргждайское), Южно-Шюпаряйское и Вилькичяйское. В настоящем справочнике рассматриваются шюпаряйская и вилькичяйская нефти.

Нефти малосернистые, малосмолистые и высокопарафинистые. Выход светлых нефтепродуктов составляет 56,5—60% (фракции до 350 °С). Бензиновые фракции шюпаряйской и вилькичяйской нефтей характеризуются невысокими октановыми числами и являются компонентами автомобильного бензина.

Из нефтей могут быть получены и осветительные керосины, отличающиеся хорошими фотометрическими свойствами. Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел составляет для шюпаряйской нефти 33,6 (считая на нефть), а для вилькичяйской нефти — 27,8%, с индексом вязкости выше 87 у дистиллятных масел и около 100 у остаточных масел.

421. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Отдел	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								с обработкой	без обработки		при 38° C	при 50° C
Шюпаряйская (гаргждайская)	Среднекемсрийский	1974—1968	1	0,8146	201	8,47	4,10	—29	—5	< —36	149	219
Вилькичяйская	Кемсрийский	1980—1944	1	0,8071	200	5,49	3,42	4	6	< —35	231	345

Продолжение табл. 421

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* нефти	Содержание, %		Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				нафтеновых кислот	фенолов	до 200° C	до 350° C
Шюпаряйская (гаргждайская)	6,4	50	0,04	0,04	8,0	4,0	0	0,86	0,007	0,06	0,0404	0,0033	29,2	56,5
Вилькичяйская	7,8	48	0,02	0,02	6,0	3,0	0,31	0,58	0,010	0,06	0,0013	0,0027	32,0	60,0

422. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к., °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Шюпаряйская	60	12	16	18	22	26	30	34	38	40	46	52
Вилькичяйская	46	16	21	24	26	31	36	40	43	45	50	55

423. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Температура, °С	Шюпаряйская нефть			Вилькичяйская нефть		
	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
20	8,47	1,72	0,8146	5,49	1,43	0,8071
30	6,13	1,49	0,8059	4,63	1,35	0,7995
40	4,90	1,38	0,7984	3,72	1,26	0,7917
50	4,10	1,30	0,7920	3,42	1,23	0,7839

424. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Шюпаряйская	85,18	14,24	0,30	0,04	0,04
Вилькичяйская	85,25	14,27	0,37	0,09	0,02

425. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях

Нефть	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %			
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}
Шюпаряйская	0,83	1,3	23,5	14,1	61,1
Вилькичяйская	1,60	2,1	25	13,7	58,7

426. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Шюпаряйская	Вилькичяйская	Отгоняется до температуры, °С	Шюпаряйская	Вилькичяйская
28 (газ до C_4)	0,8	1,6	260	40,0	42,8
60	2,9	5,6	270	41,8	44,4
62	3,1	6,0	280	43,8	46,6
70	4,3	6,8	290	45,6	48,4
80	5,8	8,0	300	47,5	50,5
85	6,5	9,0	310	49,4	52,4
90	8,0	10,0	320	51,4	54,4
95	8,8	10,9	330	53,1	56,0
100	9,7	12,0	340	55,0	58,0
105	10,5	13,0	350	56,5	60,0
110	11,7	14,0	360	58,4	62,0
120	13,8	16,0	370	60,2	63,8
122	14,0	16,3	380	61,8	65,2
130	15,8	18,0	390	63,6	67,2
140	17,8	20,0	400	65,3	69,0
145	18,8	21,0	410	66,7	70,7
150	19,8	22,0	420	68,5	72,0
160	21,7	24,0	430	70,0	74,0
170	23,8	26,0	440	71,5	76,2
180	25,8	28,0	450	72,6	78,6
190	27,5	30,0	460	73,8	81,0
200	29,2	32,0	470	74,8	83,6
210	31,0	33,6	480	76,0	85,3 (до 475° С)
220	33,0	35,2	490	76,8	—
230	34,8	37,2	500	77,9	—
240	36,5	39,0	Остаток	22,1	14,7
250	38,5	41,0			

427. Характеристика фракций, выкипающих до 200° С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 38 С), *мм рт. ст.*
			н.к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Шюпаряйская нефть												
88—85	5,7	0,6979	36	48	67	82	0	64,0	79,0	89,2	0	750
22—100	8,9	0,6965	43	55	75	92	—	59,9	77,0	87,5	—	—
28—110	10,9	0,7085	50	63	84	102	—	55,8	75,0	85,8	—	—
28—120	13,0	0,7150	58	70	92	112	0	51,6	70,0	84,0	0	404
28—130	15,0	0,7230	59	72	96	119	—	49,4	68,0	82,7	—	—
28—140	17,0	0,7261	60	74	100	127	—	47,7	66,0	81,4	—	—
28—150	19,0	0,7312	61	76	105	135	0	45,0	64,0	79,9	0	334
28—160	20,9	0,7330	62	78	109	143	—	43,2	—	—	—	—
28—170	23,0	0,7375	63	80	114	151	—	41,4	—	—	—	—
28—180	25,0	0,7400	64	83	119	160	—	39,6	—	—	—	—
28—190	26,8	0,7440	65	85	124	168	—	37,8	—	—	—	—
28—200	28,4	0,7460	67	88	128	177	0	36,0	—	—	Следы	91
Вилькичяйская нефть												
28—85	7,4	0,6510	30	40	68	80	0	63,7	80,0	—	0	571
28—100	10,4	0,6681	33	46	77	91	—	61,9	77,4	—	—	—
28—110	12,4	0,6830	37	52	86	102	—	60,1	74,8	—	—	—
28—120	14,4	0,7000	40	58	95	111	0	58,2	72,1	—	0	288
28—130	16,4	0,7080	43	59	98	120	—	55,8	70,4	—	—	—
28—140	18,4	0,7132	47	61	101	131	—	53,4	68,6	—	—	—
28—150	20,4	0,7175	50	62	105	140	0	50,8	67,3	—	0	160
28—160	22,4	0,7208	51	65	109	148	—	48,8	65,4	—	—	—
28—170	24,4	0,7242	52	67	113	156	—	46,8	63,5	—	—	—
28—180	26,4	0,7274	54	69	117	164	—	44,8	61,6	—	—	—
28—190	28,4	0,7307	56	71	121	175	—	42,8	59,7	—	—	—
28—200	30,4	0,7340	58	74	125	195	Следы	40,8	58,0	—	Следы	127

428. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200° С

Температура, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Шюпаряйская нефть								
28—60	2,1	0,6518	1,3775	0	7	93	53	40
60—95	5,9	0,7070	1,3960	2	33	65	33	32
95—122	5,2	0,7345	1,4105	3	29	68	26	42
122—150	5,8	0,7520	1,4172	4	22	74	25	49
150—200	9,4	0,7745	1,4298	4	19	77	27	50
28—200	28,4	0,7460	1,4138	3	24	73	28	45
Вилькичяйская нефть								
28—60	4,0	0,6470	1,3670	0	4	96	59	37
60—95	5,3	0,6980	1,3972	2	32	66	29	37
95—122	5,4	0,7225	1,4090	3	28	69	27	42
122—150	5,7	0,7400	1,4180	4	21	75	25	50
150—200	10,0	0,7728	1,4290	7	19	74	28	46
28—200	30,4	0,7340	1,4120	4	21	75	32	43

429. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150° С

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Шюпаряйская нефть	Вилькичяйская нефть
Пропан	—42,0	0,012	—
н-Бутан	—0,5	0,144	0,520
н-Пентан	36,1	0,566	1,203
н-Гексан	68,7	1,128	1,086
н-Гептан	98,4	1,288	0,990
н-Октан	125,7	1,663	1,445
н-Нонан	150,8	0,898	1,051
н-Декан	174,1	0,046	0,344
Всего парафиновых углеводородов нормального строения	—	5,745	6,639
Изобутан	—11,7	0,019	0,060
2-Метилбутан (изопентан)	27,9	0,308	0,208
2,2-Диметилбутан	49,7	0,015	0,068
2,3-Диметилбутан	58,0	0,555	0,085
2-Метилпентан	60,3		0,614
3-Метилпентан	63,3	0,330	0,378
2,2-Диметилпентан	79,2	0,087	0,016
2,4-Диметилпентан		—	0,028
3,3-Диметилпентан		0,420	0,033

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Шюпаряйская нефть	Вилькичяйская нефть
2,3-Диметилпентан	89,8	—	0,176
2-Метилгексан	90,1	0,533	0,668
3-Метилгексан	91,9		0,676
3-Этилпентан	93,5	—	0,278
2,2-Диметилгексан	106,8	0,058	0,049
2,5-Диметилгексан	109,1	0,088	0,543
2,4-Диметилгексан	109,4		
3,3-Диметилгексан	112,0	—	0,197
2,3-Диметилгексан	115,6	0,942	—
2-Метилгептан	117,7	—	0,690
3-Метилгептан	118,9	0,684	0,624
2,3,5-Триметилгексан	127,9	—	0,197
2,2-Диметилгептан	130,4	0,763	0,115
2,4-Диметилгептан	133,4	0,073	0,033
2,5 Диметилгептан	135,2	0,236	0,147
2,6-Диметилгептан	135,2		0,197
3,5-Диметилгептан	140,0	—	0,049
2,3-Диметилгептан	140,7	—	0,098
3,4-Диметилгептан	140,7	0,800	0,049
4-Этилгептан	142,2	0,458	0,049
4-Метилоктан	142,5	—	0,197
2-Метилоктан	143,3	0,087	0,214
3-Метилоктан	144,2	—	0,378
3,3-Диметилпентан	146,2	—	0,049
2,2,4-Триметилгептан	149,4	0,385	—
2,5,5-Триметилоктан	152,8	0,162	—
2,6-Диметилоктан	158,5	0,104	—
2,7-Диметилоктан	159,9	0,017	—
2-Метилнонан	167,0	0,023	—
Неидентифицированные	—	0,064	0,840
Всего парафиновых углеводородов изостроения	—	7,211	8,003
Всего парафиновых углеводородов	—	12,956	14,642
Циклопентан	49,3	0,044	—
Метилциклопентан	71,8	0,808	0,36
1,1-Диметилциклопентан	87,8	0,400	—
1,3-Диметилциклопентан (*цис-*)	90,8	—	0,212
1,2-Диметилциклопентан (*транс-*)	91,8	0,010	0,245
1,2-Диметилциклопентан (*цис-*)	99,5	0,057	0,212
Этилциклопентан	103,5	—	0,033
1,1,3-Триметилциклопентан	104,9	—	0,065
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	109,3	—	0,230
1,2,3-Триметилциклопентан (*цис-, транс-, цис-*)	110,4	—	0,164
1,2,3-Триметилциклопентан	113,0	—	0,082
1,1,2-Триметилциклопентан	113,7	—	0,098
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	116,7	—	0,033

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Шюпаряйская нефть	Вилькичяйская нефть
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, цис-*)	118,0	—	0,065
1-Метил-3-этилциклопентан (*транс-, цис-*)	120,8	—	0,180
1,2-Диметил-3-этилциклопентан (*транс-, транс*)	—	—	0,016
3-Метил-2-пропилциклопентан	—	—	0,033
Изопропилциклопентан	126,4	0,104	—
н-Пропилциклопентан	131,0	0,290	—
1,1,2,4-Тетраметилциклопентан (*цис-, транс-*)	132,0	—	0,033
1,2-Диэтилциклопентан (*транс-*)	147,4	0,052	—
1,2-Диэтилциклопентан (*цис-*)	153,5	0,041	—
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов	—	1,806	2,061
Циклогексан	80,7	0,574	0,387
Метилциклогексан	100,9	0,487	0,545
1, 4-Диметилциклогексан (*транс-*)	119,5	0,225	—
1,3-Диметилциклогексан (*цис-*)	120,1		1,030
1,2-Диметилциклогексан (*транс-*)	123,4	0,406	0,065
1,4-Диметилциклогексан (*цис-*)	124,3	0,145	0,278
1,3-Диметилциклогексан (*транс-*)	124,5		
1,2-Диметилциклогексан (*цис-*)	129,3	0,660	0,065
Этилциклогексан	131,8	0,131	0,212
1,1,3-Триметилциклогексан	138,5—139,0	—	0,033
1,3,5-Триметилциклогексан (*цис- цис-*)	—	—	0,164
1,1,4-Триметилциклогексан	—	—	0,197
1,2,4-Триметилциклогексан (*транс-, цис-*)	—	—	0,295
Неидентифицированные	—	0,0142	0,016
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов	—	2,770	3,287
Всего нафтеновых углеводородов	—	4,576	5,348
Бензол	80,1	0,187	Следы
Толуол	110,6	0,153	0,083
Этилбензол	136,2	0,009	0,016
п-Ксилол	138,4	0,201	0,016
м-Ксилол	139,1		0,116
о-Ксилол	144,0	0,085	0,049
Изопропилбензол	152,4	—	0,008
н-Пропилбензол	159,2	0,009	0,008
1-Метил-3-этилбензол	161,3	0,012	0,016
1-Метил-4-этилбензол	162,0		0,008
1,3,5-Триметилбензол	164,7	—	0,008
1-Метил-2-этилбензол	165,1	—	0,049
1,2,4-Триметилбензол	169,4	0,012	—
Изобутилбензол	172,7	—	0,033
Всего ароматических углеводородов	—	0,668	0,410

430. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы, %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Шюпаряйская нефть								
62—85	3,4	0,6930	0	1,8	17,8	80,4	38,0	42,4
62—105	7,4	0,7115	0	2,1	24,6	73,3	31,3	42,0
85—105	4,0	0,7320	0	2,5	30,8	66,7	29,2	37,5
85—120	7,3	0,7293	0	2,8	31,5	65,7	27,2	38,5
85—180	19,3	0,7494	0	4,0	22,4	73,6	25,0	48,6
105—120	3,3	0,7365	0	3,2	27,8	69,0	26,0	43,0
105—140	7,3	0,7431	0	3,7	25,0	71,3	26,3	45,0
120—140	4,0	0,7480	0	3,9	22,8	73,3	26,0	47,3
140—180	8,0	0,7656	0	4,0	20,0	76,0	26,2	49,8
Вилькичяйская нефть								
62—85	3,0	0,6820	0	1	28	71	35	36
62—105	7,0	0,7040	0	2	32	66	28	38
85—105	4,0	0,7140	0	3	28	69	28	41
85—120	7,0	0,7205	0	3	29	68	27	41
85—180	19,0	0,7390	0	4	22	74	25	49
105—120	3,0	0,7274	0	3	27	70	26	44
105—140	7,0	0,7325	0	4	24	72	26	46
120—140	4,0	0,7380	0	4	22	74	25	49
140—180	8,0	0,7590	Следы	6	19	75	27	48

431. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С	
			н.к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле
Шюпаряйская нефть											
120—230	21,0	0,7735	131	147	173	216	226	1,45	4,72	< —60	29
120—240	22,7	0,7755	143	152	178	218	240	1,50	5,35	—57	—
Вилькичяйская нефть											
120—230	21,2	0,7690	130	145	171	215	225	1,32	4,52	—60	29
120—240	23,0	0,7730	142	151	177	218	238	1,39	—	—58	—

Продолжение табл. 431

Температура отбора, °С	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Иодное число, *г* иода на 100 *г* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
				общей	меркаптановой			
Шюпаряйская нефть								
120—230	10450	30	—	Следы	0	0,52	—	3,6
120—240	10416	29	Следы	»	0	0,56	0	4,0
Вилькичяйская нефть								
120—230	10438	30	Следы	Следы	0	0,50	0	3,2
120—240	—	28	»	—	0	0,52	—	—

432. Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					
			н.к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %
Шюпаряйская нефть								
150—280	24,0	0,7940	164	176	210	250	270	98
150—320	31,6	0,8045	172	180	225	280	300	86
Вилькичяйская нефть								
150—280	24,6	0,7970	158	173	214	264	275	98
150—320	32,4	0,8012	166	181	230	294	304	86

Продолжение табл. 432

Температура отбора, °С	Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
	помутнения	вспышки				
Шюпаряйская нефть						
150—280	—38	59	25	<25	0,042	0,67
150—320	—25	—	23	То же	0,048	0,82
Вилькичяйская нефть						
150—280	—32	59	26	<26	0,050	0,59
150—320	—21	—	24	То же	0,058	0,77

433. Групповой углеводородный состав керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых
Шюпаряйская нефть			
200—250	9	20	71
250—300	12	16	72
300—350	13	14	73
200—300	11	18	71
200—350	12	16	72
Вилькичяйская нефть			
200—250	8	29	63
250—300	13	16	71
300—350	15	13	72
200—300	10	23	67

434. Характеристика дизельных топлив или их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Шюларяйская нефть																	
150—350	36,7	60	73	186	242	306	325	0,8100	3,13	1,77	—27	—17	65	0,049	0	0,89	78,3
200—350	27,3	64	70	218	251	308	325	0,8200	4,60	2,45	—17	—10	—	0,050	0	1,12	79,2
240—320	14,9	64	71	254	275	298	305	0,8220	5,45	2,86	—12	—6	—	0,051	0	1,34	82,0
230—350	21,7	64	71	252	277	318	330	0,8250	6,90	3,10	—11	—6	—	0,011	0	1,52	83,5
240—350	20,0	65	70	266	285	320	335	0,8320	7,10	3,44	—9	—5	125	0,052	0	1,79	84,4
Вилькичяйская нефть																	
150—350	38,0	56	76	185	242	315	324	0,8086	3,70	1,97	—20	—13	66	0,061	0	0,87	81,2
180—350	32,0	58	75	195	264	320	327	0,8136	4,70	2,35	—15	—10	—	0,064	0	1,09	82,0
200—350	28,0	59	76	240	277	328	335	0,8165	5,40	2,25	—13	—9	—	0,068	0	1,27	85,5
240—320	15,4	60	—	254	276	299	306	0,8180	5,68	2,80	—	—	—	0,069	—	—	—
230—350	22,8	60	—	253	277	317	331	0,8215	6,70	3,15	—	—	—	0,071	—	—	—
240—350	21,0	61	74	265	291	325	333	0,8234	7,10	3,29	—7	—4	124	0,074	0	1,76	86,4

435. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
	на фракцию	на нефть						
Шюпаряйская нефть								
Фракция 240—350° С	100,0	20,0	0,8320	1,4584	84,4	7,10	—9	70,0
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	62,0	12,4	0,8355	1,4648	82,0	—	—62	66,6
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	38,0	7,6	0,7397	1,4222	85,4	2,03	2	108,8
Вилькичяйская нефть								
Фракция 240—350 °С	100,0	21,0	0,8234	1,4600	86,4	7,10	—7	74
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	68,5	14,4	0,8412	1,4657	82,4	8,12	<—60	65
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	31,5	6,6	0,7382	1,4217	86,0	2,03	3	110

436. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание, %		
								серы	смол серно-кислотных	ванадия
Шюпаряйская	350—500	21,4	0,8612	368	15,55	4,70	23	0,06	2,0	0,00020
Вилькичяйская	350—475	25,3	0,8675	400	24,70	5,50	38	0,10	2,0	0,00021

Продолжение табл. 436

Нефть	Коксуемость, %	Зола, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %				Содержание смолистых веществ, %
				I группа	II группа	III группа	IV группа	
Шюпаряйская	0,013	0,003	82	9	3	2	3	1
Вилькичяйская	0,014	0,004	81	9	2	4	3	1

437. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга (°С)

Выход, объемн. %	Фракция 350—500 °С шюпаряйской нефти	Фракция 350—475 °С вилькичяйской нефти	Выход, объемн. %	Фракция 350—500 °С шюпаряйской нефти	Фракция 350—475 °С вилькичяйской нефти
н. к.	357	363	60	423	446
5	380	387	70	433	453
10	386	399	80	447	462
20	394	405	90	462	469
30	406	422	95	473	471
40	412	428	98	480	473
50	415	435	к. к.	488	474

438. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Шюпаряйская	350—500	86,06	13,73	0,13	0,06	0,02
Вилькичяйская	350—475	86,07	13,68	0,12	0,10	0,03

439. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	d_4^{20}	BY_{80}	BY_{100}	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Шюпаряйская нефть								
Мазут топочный								
40	38,9	0,8888	4,89	2,7	10	257	0,08	2,75
100	25,2	0,9041	14,3	6,3	13	315	0,11	4,53
200	22,1	0,9060	18,7	7,7	14	345	0,12	5,29
Остаток								
выше 300 °С	52,5	0,8740	2,5	1,8	7	206	0,06	1,52
» 350 °С	43,5	0,8830	3,7	2,2	7,5	222	0,07	2,51
» 400 °С	34,7	0,8940	6,1	3,3	10,5	235	0,08	2,94
» 450 °С	27,4	0,9020	11,7	5,4	12	300	0,10	4,15
» 500 °С	22,1	0,9060	18,7	7,7	14	345	0,12	5,29

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	BY_{80}	BY_{100}	Температура, °C застывания	Температура, °C вспышки	Содержание серы, %	Коксуемость, %
Вилькичяйская нефть								
Мазут топочный								
40	31,0	0,8986	5,20	3,30	23	273	0,27	4,30
100	25,0	0,9058	10,80	4,90	24	300	0,28	6,10
200	21,4	0,9180	15,20	6,50	25	316	0,28	7,80
Остаток								
выше 300 °C	49,5	0,8774	3,10	1,90	19	198	0,23	3,12
» 350 °C	40,0	0,8846	3,63	2,33	21	234	0,26	3,98
» 400 °C	31,0	0,8986	5,20	3,30	23	273	0,27	4,30
» 450 °C	21,4	0,9180	15,20	6,50	25	316	0,28	7,80
» 475 °C	14,7	0,9226	30,40	12,49	26	348	0,32	8,03

440. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	BY_{100}	Температура застывания, °C	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Зола, %	Содержание ванадия, %
Шюпаряйская нефть								
350	43,5	0,883	2,20	7	0,07	2,51	0,015	—
450	27,4	0,902	5,40	12	0,10	4,15	0,022	0,00016
500	22,1	0,906	7,70	14	0,12	5,29	0,030	0,0020
Вилькичяйская нефть								
350	40,0	0,885	2,33	21	0,26	3,98	0,016	—
450	21,4	0,918	6,50	25	0,28	7,80	0,020	0,00016
475	14,7	0,923	12,49	26	0,32	8,03	0,031	—

441. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °C	Содержание, % C	H	O	S	N
Шюпаряйская нефть					
350	86,30	13,46	0,11	0,07	0,06
450	86,47	13,24	0,12	0,10	0,07
500	86,60	13,07	0,13	0,12	0,08
Вилькичяйская нефть					
350	86,25	13,31	0,09	0,26	0,09
450	86,36	13,15	0,10	0,28	0,11
500	86,59	12,84	0,12	0,32	0,13

442. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды									Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II группа		III группа		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Шюпаряйская нефть													
28—200	28,4	—	97	—	—	—	—	—	—	—	—	3	—
200—250	9,3	1,4347—1,4877	91	1,4967—1,5077	6	1,5408—1,5422	3	—	—	—	—	9	—
250—300	9,0	1,4411—1,4873	88	1,4949—1,5048	5	1,5353—1,5481	7	—	—	—	—	12	—
300—350	9,0	1,4512—1,4818	87	1,5016—1,5228	5	1,5420—1,5504	5	1,5570—1,5831	2	1,6005	1	13	—
350—400	8,8	1,4593—1,4896	85	1,5020—1,5280	7	1,5331—1,5485	4	1,5580—1,5840	2	1,5911—1,6231	2	15	—
400—450	7,3	1,4613—1,4860	82	1,4960—1,5282	9	1,5331—1,5442	3	1,5598—1,5886	2	1,5908—1,6110	3	17	1
450—500	5,3	1,4670—1,4863	77	1,4922—1,5266	10	1,5348—1,5494	2	1,5594—1,5895	4	1,5909—1,6025	5	21	2
Вилькичяйская нефть													
200—250	9,0	1,4404—1,4617	92	1,4927—1,5224	5	1,5304—1,5390	3	—	—	—	—	8	—
250—300	9,5	1,4470—1,4762	87	1,4992—1,5222	5	1,5468—1,5458	5	1,5500—1,5640	3	—	—	13	—
300—350	9,5	1,4540—1,4778	85	1,4918—1,5223	7	1,5300—1,5418	4	1,5653—1,5740	4	—	—	15	—
350—400	9,0	1,4593—1,4773	83	1,4910—1,5268	8	1,5200—1,5436	3	1,5603—1,5890	4	>1,5900	2	17	—
400—450	9,6	1,4682—1,4812	80	1,4920—1,5280	10	1,5332—1,5412	2	1,5635—1,5898	4	То же	3	19	1
450—475	6,7	1,4718—1,4850	75	1,4962—1,5240	7	1,5300—1,5495	3	1,5525—1,5898	7	» »	6	23	2

443. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец		
				C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Шюпаряйская нефть										
200—250	0,8002	1,4451	184	4	29	33	67	0,05	0,70	0,75
250—300	0,8200	1,4552	224	6	26	32	68	0,10	0,85	0,95
300—350	0,8380	1,4656	270	8	26	34	66	0,18	1,02	1,20
350—400	0,8562	1,4760	326	10	23	33	67	0,33	1,22	1,55
400—450	0,8730	1,4840	383	11	25	36	64	0,45	1,50	1,95
450—500	0,8845	1,4900	408	12	26	38	62	0,58	1,84	2,42
Вилькичяйская нефть										
200—250	0,8000	1,4455	185	4	27	31	69	0,06	0,69	0,75
250—300	0,8175	1,4550	223	5	25	30	70	0,10	0,75	0,85
300—350	0,8340	1,4640	270	7	24	31	69	0,18	0,87	1,05
350—400	0,8539	1,4770	333	12	20	32	68	0,60	0,78	1,38
400—450	0,8700	1,4850	410	13	17	30	70	0,63	1,12	1,75
450—475	0,8812	1,4924	466	16	13	29	71	0,86	1,24	2,10

444. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Коксуемость, %
	на фракцию	на нефть										
Шюпаряйская нефть												
Фракция 350—450 °С	100,0	16,1	0,8620	1,4779	340	12,61	3,89	—	21	0,08	—	0,01
Фракция 350—450 °С после депарафинизации[1]	85	13,7	0,8638	1,4796	338	16,65	4,40	84	—25	—	0,040	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	68,5	11,0	0,8399	1,4625	350	11,21	3,59	130	—21	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды и I группа ароматических углеводородов	74,7	12,0	0,8451	1,4650	348	12,76	3,81	107	—22	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	77,8	12,5	0,8483	1,4680	345	13,39	3,90	100	—22	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	82,0	13,2	0,8550	1,4735	342	14,80	4,10	90	—23	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	84,1	13,5	0,8592	1,4769	340	15,41	4,20	87	—24	—	0,023	—
I группа ароматических углеводородов	6,2	1,0	0,9072	1,5058	—	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	3,1	0,5	0,9566	1,5404	—	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	4,2	0,7	0,9887	1,5710	—	—	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	2,1	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	0,9	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

[1] Получено 15,0% (считая на фракцию), или 2,4% (считая на нефть) гача; температура плавления его 47 °С.

Продолжение табл. 444

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Кислотное число, *мг* КОН на 1 *г* продукта	Коксуемость, %
Фракция 450—500 °С	100,0	5,3	0,8845	1,4900	408	39,52	8,33	—	28	0,09	—	0,015
Фракция 450—500 °С после депарафинизации[2]	84,0	4,5	0,8870	1,4932	403	45,31	8,51	82	—26	—	0,084	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	62,0	3,3	0,8555	1,4700	456	30,77	7,32	118	—26	—	0,021	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	73,0	3,9	0,8627	1,4760	440	37,80	7,96	100	—26	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	81,0	4,3	0,8760	1,4870	428	42,8	8,30	87	—26	—	0,028	—
I группа ароматических углеводородов	11,0	0,6	0,9098	1,5050	—	128,3	19,78	—	—29	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	8,0	0,4	1,003	1,5760	—	102,2	50,64	—	—26	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	2,0	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	2,0	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Вилькичяйская нефть												
Фракция 350—450 °С	100,0	18,6	0,8630	1,4811	370	15,57	4,44	—	32	0,09	—	—
Фракция 350—450 °С после депарафинизации[3]	84,0	15,6	0,8709	1,4841	365	19,90	4,94	85	—17	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	64,5	12,0	0,8403	1,4659	396	15,53	4,50	129	—15	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	73,0	13,6	0,8461	1,4711	390	16,87	4,62	107	—16	—	—	—

Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	80,3	14,9	0,8500	1,4739	370	17,55	4,70	102	—17	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	83,2	15,4	0,8611	1,4790	368	18,75	4,82	92	—17	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	8,5	1,6	0,9124	1,5046	—	45,73	7,96	—	7	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	7,3	1,3	0,9734	1,5641	—	163,5	14,11	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	2,9	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых соединений	0,8	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—475 °С	100,0	6,7	0,8812	1,4924	466	46,24	9,31	—	41	0,14	—	—
Фракция 450—475 °С после депарафинизации[4]	79,0	5,3	0,8900	1,4992	462	59,20	10,30	83	—21	—	—	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	55,0	3,7	0,8560	1,4726	516	41,60	8,90	111	—19	—	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	60,3	4,1	0,8596	1,4744	508	44,50	9,10	104	—19	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	63,2	4,3	0,8635	1,4771	504	46,50	9,25	100	—20	—	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	71,5	4,8	0,8752	1,4852	500	52,60	9,70	90	—22	—	—	—
I группа ароматических углеводородов	5,3	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	2,9	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
III группа ароматических углеводородов	8,3	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов и смолистые соединения	7,5	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

[2] Получено 16,0% (считая на фракцию), или 0,8% (считая на нефть) гача; температура плавления его 52 °С.
[3] Получено 16% (считая на фракцию), или 5,6%, (считая на нефть) гача, температура плавления его 51 °С.
[4] Получено 21% (считая на фракцию), или 1,4% (считая на нефть) гача; температура плавления его 57 °С.

44 5. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Шюпаряйская нефть							
Фракция 350—450 °С	10	25	35	65	0,39	1,31	1,70
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	11	26	37	63	0,41	1,40	1,81
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	29	29	71	0	1,40	1,40
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	1	31	32	68	0,01	1,54	1,55
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	3	30	33	67	0,15	1,47	1,62
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	5	29	34	66	0,28	1,38	1,66
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	8	27	35	65	0,31	1,43	1,74
Фракция 450—500 °С	12	26	38	62	0,58	1,84	2,42
Фракция 450—500 °С после депарафинизации	14	25	39	61	0,68	1,78	2,46
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	1,90	1,90
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	4	29	33	67	0,49	1,63	2,12
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	23	35	65	0,58	1,65	2,23

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Вилькичяйская нефть							
Фракция 350—450 °С	12	20	32	68	0,48	1,09	1,57
Фракция 350—450° С после депарафинизации	13	25	38	62	0,52	1,40	1,92
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	25	25	75	0	1,15	1,15
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	20	26	74	0,30	0,93	1,23
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	19	28	72	0,49	0,90	1,39
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	11	21	32	78	0,50	1,13	1,63
Фракция 450—475° С	15	14	29	71	0,86	1,24	2,10
Фракция 450—475° С после депарафинизации	17	15	32	68	0,98	1,17	2,15
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	26	26	74	0	1,96	1,96
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	3	24	27	73	0,02	2,04	2,06
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	4	24	28	72	0,12	1,96	2,08
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	9	21	30	70	0,48	1,65	2,13

446. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на остаток	на нефть										
Шюпаряйская нефть												
Остаток выше 500 °С	100,0	22,1	0,9060	—	—	—	7,7 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	12	0,12
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации[1]	37,6	8,3	0,8613	1,4751	660	93,8	16,65	5,65	111	0,7788	—8	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,0	13,5	0,8684	1,4793	650	107,6	18,38	5,85	109	0,7876	—12	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	72,0	15,8	0,8820	1,4910	635	143,4	21,23	6,75	101	0,8024	—14	—
I группа ароматических углеводородов	23,4	5,2	0,9002	1,5006	—	208,2	20,73	10,03	—	—	—8	—
II группа ароматических углеводородов	11,0	2,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	16,0	3,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Вилькичяйская нефть

Остаток выше 475 °С	100,0	14,7	0,9226	—	—	—	12,49 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	26	0,32
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации[2]	38,0	5,6	0,8733	1,4806	690	217,9	30,01	7,30	115	0,7847	—13	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	55,0	8,1	0,8847	1,4896	680	301,6	36,10	8,32	100	0,7978	—14	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	60,0	8,8	0,8930	1,4940	670	352,0	38,76	9,10	96	0,8020	—15	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	64,0	9,4	0,9060	1,5000	—	—	43,00	—	92	—	—16	—
I группа ароматических углеводородов	17,0	2,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
II группа ароматических углеводородов	5,0	0,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
III и IV группы ароматических углеводородов	4,0	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	19,5	2,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Асфальтены	2,7	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1 Получено 12,0% (считая на остаток), или 2,0% (считая на нефть) петролатума; температура плавления его 52 °С.
2 Получено 13,8% (считая на остаток), или 2,0% (считая на нефть) петролатума; температура плавления его 49 °С.

447. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Шюпаряйская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0,0	24	24	76	0,0	2,40	2,40
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	2	24	26	74	0,30	2,20	2,50
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	9	18	27	73	0,75	1,95	2,70
Вилькичяйская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	28	28	72	0	2,90	2,90
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	8	22	30	70	0,52	2,68	3,20
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	12	21	33	67	0,72	2,78	3,50

448. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Шюпаряйская нефть										
350—450	16,1	0,8592	14,41	4,20	—	87	—	—24	84,1	13,5
450—500	5,3	0,8760	42,80	8,30	—	87	—	—28	81,0	4,3
Остаток выше 500	22,1	0,8820	143,4	21,23	6,75	101	0,8024	—14	72,0	15,8

Температура отбора, °С	Выход на нефть дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел							Содержание базового масла, %	
		ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	температура застывания, °С	на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Вилькичяйская нефть										
350—450	18,6	0,8611	18,75	4,82	—	92	—	—17	80,3	14,9
450—475	6,7	0,8752	52,60	9,70	—	90	—	—22	71,5	4,8
Остаток выше 475	14,7	0,8847	301,6	36,10	8,32	100	0,7978	—13	55,0	8,1

449. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)*

Нефть	Содержание, %			2,5П	$A+C_C$	$A+C_C-2{,}5П$
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Шюпаряйская	0	4,0	6,4	16,00	4,00	—12,00
Вилькичяйская	0,31	3,0	7,8	19,45	3,31	—16,14

* Из этих нефтей не могут быть получены битумы.

450. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Шюпаряйская	1	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_3$
Вилькичяйская	1	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_3$

451. Разгонка (ИТК) шюпаряйской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	0,83	0,83	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—60	2,05	2,88	0,6315	1,3775	—	—	—	—	—	—	0
3	60—75	2,19	5,07	0,6794	1,3900	—	—	—	—	—	—	—
4	75—88	2,34	7,41	0,7105	1,3978	95	—	—	—	—	—	—
5	88—100	2,33	9,74	0,7230	1,4053	101	—	—	—	—	—	—
6	100—113	2,34	12,08	0,7325	1,4074	107	—	—	—	—	—	—
7	113—124	2,38	14,46	0,7400	1,4104	112	—	—	—	—	—	—
8	124—135	2,38	16,84	0,7469	1,4146	120	—	—	—	—	—	Следы
9	135—148	2,45	19,29	0,7554	1,4188	127	—	—	—	—	—	—
10	148—160	2,42	21,71	0,7628	1,4230	134	—	—	—	—	—	—
11	160—173	2,45	24,16	0,7690	1,4269	143	1,35	—	—	<—60	—	—
12	173—187	2,50	26,66	0,7760	1,4304	148	1,60	0,95	—	—52	—	—
13	187—199	2,42	29,08	0,7826	1,4345	161	1,73	1,04	—	—46	—	—
14	199—213	2,67	31,75	0,7903	1,4380	170	1,93	1,21	0,72	—41	—	0,046
15	213—228	2,56	34,31	0,7976	1,4420	180	2,23	1,51	0,80	—36	—	—
16	228—243	2,63	36,94	0,8042	1,4470	191	2,65	1,73	0,94	—31	—	0,049
17	243—258	2,67	39,61	0,8101	1,4504	202	3,22	2,02	1,10	—25	—	—
18	258—272	2,56	42,17	0,8161	1,4534	214	3,94	2,38	1,21	—19	—	—
19	272—285	2,74	44,91	0,8213	1,4562	226	5,21	2,70	1,40	—14	—	—
20	285—302	2,70	47,61	0,8270	1,4594	239	6,94	3,24	1,49	—8	—	0,05
21	302—316	2,63	50,24	0,8322	1,4623	253	9,12	3,98	1,79	—2	—	—
22	316—329	2,63	52,87	0,8351	1,4650	266	11,25	4,78	1,97	3	—	—

23	329—344	2,67	55,54	0,8430	1,4680	283	16,0	5,79	2,20	7	—	—
24	344—359	2,74	58,28	0,8485	1,4708	300	21,6	7,35	2,50	13	—	—
25	359—375	2,74	61,02	0,8533	1,4734	316	—	8,81	2,90	17	—	—
26	375—391	2,70	63,72	0,8590	1,4765	334	—	10,43	3,36	20	—	0,07
27	391—407	2,78	66,50	0,8651	1,4800	354	—	13,00	4,12	22	—	—
28	407—424	2,74	69,24	0,8700	1,4830	372	—	16,92	4,95	24	—	—
29	424—445	2,78	72,02	0,8715	1,4859	395	—	21,24	5,78	26	211	—
30	445—469	2,74	74,76	0,8811	1,4883	400	—	28,27	6,73	28	225	—
31	469—500	3,14	77,90	0,8868	1,4909	424	—	40,03	8,62	29	250	—
32	Остаток	22,10	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	0,12

452. Разгонка (ИТК) вилькичяйской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,60	1,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—43	2,21	3,81	0,6392	1,3667	—	—	—	—	—	—	—
3	43—64	2,25	6,06	0,6500	—	—	—	—	—	—	—	—
4	64—83	2,35	8,41	0,6720	1,3888	88	—	—	—	—	—	—
5	83—95	2,46	10,87	0,7070	—	—	—	—	—	—	—	—
6	95—107	2,50	13,37	0,7200	1,4009	—	—	—	—	—	—	—
7	107—118	2,54	15,91	0,7280	—	110	—	—	—	—	—	—
8	118—133	2,57	18,48	0,7350	1,4124	—	—	—	—	—	—	—
9	133—146	2,61	21,09	0,7430	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 452

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °C	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °C		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
10	146—158	2,68	23,77	0,7520	1,4214	133	—	—	—	—	—	—
11	158—172	2,57	26,34	0,7635	—	—	1,17	—	—	—	—	—
12	172—185	2,68	29,02	0,7740	1,4297	—	1,40	0,95	—	<—60	—	Следы
13	185—200	2,68	31,70	0,7830	—	159	1,69	1,12	—	—	—	—
14	200—216	2,61	34,31	0,7913	1,4338	—	2,05	1,30	—	—40	—	0,05
15	216—227	2,54	36,85	0,7975	—	—	2,45	1,50	—	—	—	—
16	227—244	2,61	39,46	0,8011	1,4467	188	2,85	1,70	0,90	—30	—	—
17	244—258	2,68	42,14	0,8080	—	—	3,57	1,93	1,00	—	—	0,06
18	258—272	2,75	44,89	0,8120	1,4532	—	4,50	2,13	1,11	—16	—	—
19	272—288	2,79	47,68	0,8178	—	226	5,45	2,68	1,20	—	—	—
20	288—300	2,86	50,54	0,8208	1,4587	—	6,30	3,05	1,30	—8	—	0,07
21	300—318	2,89	53,43	0,8275	—	—	8,45	3,98	1,55	—	—	—
22	318—332	2,82	56,25	0,8336	1,4661	269	11,57	4,96	1,97	7	—	—
23	332—342	2,75	59,00	0,8400	—	—	14,30	5,93	2,27	—	—	—
24	342—363	2,96	61,96	0,8450	1,4715	310	20,32	7,66	2,77	17	—	0,08
25	363—376	2,97	64,93	0,8520	—	—	—	9,95	3,29	—	—	—
26	376—392	2,82	67,75	0,8570	1,4780	340	—	12,15	3,77	27	—	—
27	392—410	2,96	70,71	0,8630	—	—	—	16,40	4,43	—	—	—
28	410—426	3,08	73,79	0,8670	1,4830	390	—	21,39	5,32	35	—	0,10
29	426—440	2,92	76,71	0,8730	—	—	—	—	6,35	—	—	—
30	440—454	3,00	79,71	0,8763	1,4890	450	—	37,30	7,48	40	253	0,11
31	454—465	2,68	82,39	0,8804	1,4918	465	—	—	8,72	41	278	0,13
32	465—475	2,91	85,30	0,8825	1,4930	475	—	—	9,78	42	282	0,13
33	Остаток	14,70	100,00	0,9226	—	—	—	—	—	—	—	0,32

453. Характеристика дистиллятов, полученных при однократном испарении шюпаряйской нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав, °С				
				н.к.	10%	50%	90%	к.к.
200	36,3	0,7450	134	62	86	141	240	260
250	54,7	0,7606	147	76	90	160	230	314
300	68,3	0,7801	165	86	112	200	338	350
325	77,8	0,7840	173	88	114	214	356	—

454. Характеристика остатков, полученных при однократном испарении шюпаряйской нефти

Температура однократного испарения, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*
200	63,7	0,8548	2,49	1,44
250	45,3	0,8661	4,38	1,64
300	31,7	0,8812	10,47	2,18
325	22,2	0,8880	15,23	2,63

455. Характеристика остатков разной глубины отбора шюпаряйской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
22,10	0,9060	—	18,7	7,7	14	345	5,29	0,12
25,24	0,9041	—	14,3	6,3	12	315	—	—
27,98	0,902	—	10,8	5,2	12	296	—	0,10
30,76	0,8989	33,0	8,3	4,2	12	284	3,01	—
33,50	0,8960	26,5	6,6	3,6	11	275	—	—
36,28	0,8934	20,0	5,6	3,0	11	266	—	0,08
38,98	0,8888	16,0	4,8	2,7	10	257	—	—
41,72	0,8853	12,2	4,1	2,3	9	250	2,67	—
44,46	0,8830	10,2	3,4	2,1	8	240	—	0,07
47,13	0,8792	7,5	3,1	2,0	8	232	—	—
49,76	0,8770	6,3	2,7	1,9	7	221	—	—
52,39	0,8741	5,6	2,5	1,8	7	212	—	—
55,09	0,8720	4,9	2,3	1,7	6	202	1,71	—

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
57,83	0,8695	4,3	2,1	1,6	5	190	—	0,06
60,39	0,8673	3,9	2,0	1,6	4	181	—	—
63,06	0,8650	3,4	1,8	1,5	3	170	—	—
65,69	0,8626	3,1	1,7	1,5	2	159	—	—
68,25	0,8600	2,7	1,6	1,4	0	148	—	—
70,92	0,8575	2,5	1,5	1,4	—1	139	1,48	—
73,34	0,8546	2,3	1,5	1,3	—2	130	—	—
75,84	0,8510	2,2	1,4	1,3	—4	121	—	—
78,29	0,8478	2,1	1,3	1,2	—6	113	—	0,05
80,71	0,8435	1,9	1,3	1,2	—8	104	—	—
83,16	0,8406	1,8	1,3	1,2	—10	96	—	—
85,54	0,8381	1,7	1,3	1,2	—11	88	1,16	—
87,92	0,8325	1,6	1,3	1,2	—14	—	—	—
90,26	0,8290	1,5	—	—	—16	—	—	—
92,59	0,8253	1,4	—	—	—19	—	—	—
94,93	0,8220	1,4	—	—	—22	—	—	—
97,12	0,8185	1,3	—	—	—25	—	—	—
99,07	0,8160	1,3	—	—	—27	—	—	—
100,0	0,8145	1,3	—	—	—29	—	0,86	0,04

456. Характеристика остатков разной глубины отбора вилькичайской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	ВУ$_{50}$	ВУ$_{80}$	ВУ$_{100}$	Температура, С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
14,7	0,9226	174,5	30,40	12,49	26	348	8,03	0,32
21,4	0,9180	102,4	15,20	6,50	25	316	—	—
31,0	0,8986	33,60	5,20	3,30	23	273	—	—
40,0	0,8846	15,86	3,63	2,33	21	234	3,98	0,26
49,5	0,8774	10,30	3,10	1,90	19	198	—	—
59,0	0,8675	5,60	2,30	1,40	18	165	—	—
68,0	0,8579	2,37	1,56	1,35	16	131	2,30	0,18
78,0	0,8456	1,80	1,46	1,25	12	95	—	—
79,0	0,8438	1,70	1,43	1,20	11	91	—	—
83,7	0,8383	1,58	1,41	1,18	8	70	2,01	0,13
89,1	0,8290	1,34	—	—	6	—	—	—
94,4	0,8193	1,25	—	—	5	—	—	—
100,0	0,8071	1,23	—	—	4	—5	0,58	0,09

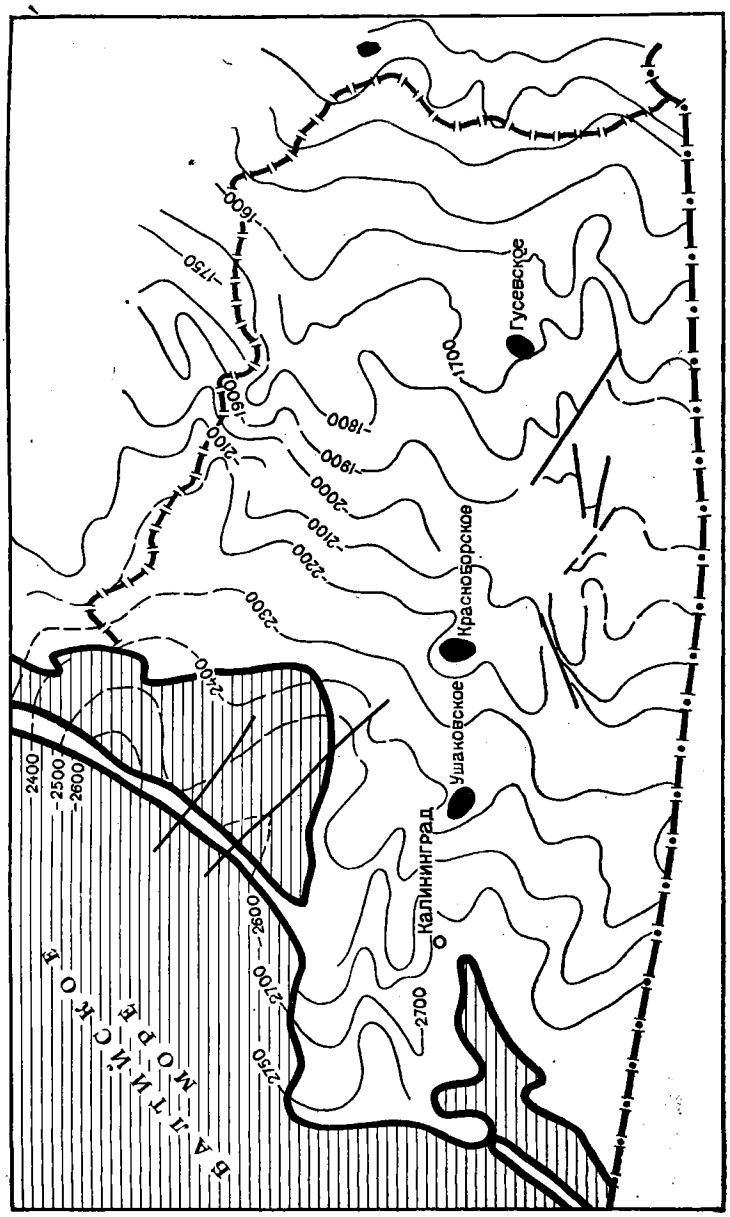

Рис. 10. Схема размещения нефтяных месторождений Калининградской области.

Первым нефтяным месторождением, открытым в Прибалтике, является Гусевское, расположенное в 30 *км* к востоку от г. Черняховска на территории Калининградской области близ границы с Литовской ССР. В 1968 г. на территории этой же области открыто еще одно большое месторождение около Калининграда — Красноборское, первое промышленное месторождение Прибалтики.

Гусевская нефть отличается малым содержанием серы и смол, но очень большим содержанием асфальтенов. Красноборская нефть содержит сравнительно немного серы (0,60%), но больше, чем гусевская (0,22%). По содержанию асфальтенов и смолистых веществ обе нефти близки, однако красноборская содержит меньше асфальтенов (2,7%) по сравнению с гусевской (6,5%), но больше смол.

Содержание светлых фракций в красноборской нефти выше, чем в гусевской. Бензиновые дистилляты характеризуются низкими октановыми числами. Так, фракции 28—200 °С имеют в чистом виде октановые числа 31—38 пунктов, что объясняется высоким содержанием парафиновых углеводородов (70—77%).

Из обеих нефтей могут быть получены осветительные керосины с хорошими фотометрическими свойствами и дизельные летние топлива с высокими цетановыми числами.

Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел составляет 20,6 для гусевской и 26,1% для красноборской нефтей с индексом вязкости 85 и выше.

457. Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть	Отдел, система	Глубина перфорации, *м*	№ скважины	ρ_4^{20}	*M*	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура застывания, °C		Температура вспышки в закрытом тигле, °C	Давление насыщенных паров, *мм рт. ст.*	
								с обработкой	без обработки		при 38 °C	при 50 °C
Гусевская	Ордовикская система	1537—1501	2	0,8364	254	10,97	5,12	—5	4	—30	183	187
Красноборская	Верхнекембрийский отдел	1940—1932	1	0,8298	230	8,93	4,42	—10	6	—21	138	187

Продолжение табл. 457

Нефть	Парафин		Содержание, %					Коксуемость, %	Зольность, %	Кислотное число, *мг* KOH на 1 *г* нефти	Выход фракций, вес. %	
	содержание, %	температура плавления, °C	серы	азота	смол сернокислотных	смол силикагелевых	асфальтенов				до 200 °C	до 350 °C
Гусевская	4,36	53	0,22	0,07	29	8,0	6,5	5,11	0,050	0,160	26,6	56,0
Красноборская*	6,17	53	0,20	0,06	20	10,1	2,5	3,53	0,005	0,052	30,4	57,4

* Содержание нафтеновых кислот 0,0032, фенолов 0,0068 и ванадия 0,0009%.

458. Разгонка нефтей по ГОСТ 2177—66

Нефть	н. к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	140	150	160	180	200	220	240	250	280	300
Гусевская	56	12	16	18	22	28	32	36	40	44	48	54
Красноборская	60	11	16	18	21	26	32	35	38	40	46	52

459. Изменение вязкости и относительной плотности нефтей в зависимости от температуры

Температура, °С	Гусевская			Красноборская		
	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t	ν, *сст*	ВУ	ρ_4^t
20	10,97	1,95	0,8364	8,93	1,75	0,8298
30	8,07	1,73	0,8292	6,74	1,55	0,8224
40	6,23	1,50	0,8219	4,91	1,38	0,8150
50	5,12	1,40	0,8047	4,42	1,33	0,8077

460. Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Гусевская	86,04	13,39	0,28	0,22	0,07
Красноборская	86,00	13,53	0,21	0,20	0,06

461. Состав газов (до C_4), растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов (до C_5)

Фракция	Выход (на нефть), %	Содержание индивидуальных углеводородов, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_5H_{12}	*н*-C_5H_{12}
Гусевская нефть							
До C_4	2,19	2,4	25,0	20,5	52,1	—	—
До C_5	4,80	1,1	11,4	9,4	23,8	25,5	28,8
Красноборская нефть							
До C_4	1,14	6,1	26,2	19,5	48,2	—	—
До C_5	2,98	2,3	10,1	7,5	18,5	25,0	36,6

Примечание. Сероводород в нефтях отсутствует.

462. Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в нефтях

Отгоняется до температуры, °С	Гусевская	Краснобор-ская	Отгоняется до температуры °С	Гусевская	Краснобор-ская
28	2,2	1,1	250	36,0	39,4
(газ до C_4)					
60	5,2	4,8	260	38,0	41,2
62	5,4	5,2	270	40,0	43,0
70	6,2	6,4	280	42,0	44,8
80	7,2	8,1	290	44,0	46,7
85	7,8	9,0	300	46,0	48,6
90	8,4	9,8	310	48,0	50,4
95	9,2	10,6	320	50,0	52,2
100	10,0	11,6	330	52,4	54,0
105	10,8	12,6	340	54,4	55,8
110	11,6	13,4	350	56,0	57,4
120	13,0	15,2	360	58,0	59,2
122	13,6	15,5	370	60,0	60,8
130	15,0	17,0	380	61,6	62,6
140	16,8	18,8	390	63,0	64,2
145	17,6	19,6	400	64,8	66,0
150	18,4	20,6	410	66,4	67,6
160	20,0	22,5	420	68,0	69,4
170	21,4	24,6	430	69,4	71,2
180	23,0	26,6	440	71,0	73,0
190	24,8	28,5	450	72,0	75,1
200	26,6	30,4	460	74,0	77,0
210	28,4	32,2	470	76,0	79,0
220	30,0	34,0	480	77,6	82,0
230	32,0	35,8	490	79,7	—
240	34,0	37,6	Остаток	20,3	18,0

463. Характеристика фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы, %	Октановое число			Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* фракции	Давление насыщенных паров (при 8 С), *мм рт. ст.*
			н. к.	10%	50%	90%		без ТЭС	с 0,6 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции	с 2,7 *г* ТЭС на 1 *кг* фракции		
Гусевская нефть												
28—85	5,6	0,6430	35	50	60	75	Следы	61,8	84	86,3	1,10	291
28—100	7,8	0,6620	40	56	69	86	»	58,4	73	85,0	—	—
28—110	9,4	0,6800	45	62	78	97	»	55,0	71	84,0	—	—
28—120	10,8	0,6870	50	64	88	108	»	51,5	68	82,8	2,10	156
28—130	12,8	0,7030	52	66	90	116	»	49,0	65	—	—	—
28—140	14,6	0,7090	54	68	92	124	»	46,0	57	—	—	—
28—150	16,2	0,7170	56	70	94	132	»	43,0	—	—	2,60	90
28—160	17,8	0,7240	57	73	101	142	»	41,0	—	—	—	—
28—170	19,2	0,7270	59	76	108	152	»	39,0	—	—	—	—
28—180	20,8	0,7315	60	79	115	161	»	36,0	—	—	—	—
28—190	22,6	0,7350	62	82	123	170	»	33,0	—	—	—	—
28—200	24,4	0,7390	64	86	130	180	»	31,0	—	—	3,01	60
Красноборская нефть												
28—85	7,9	0,6649	27	43	61	82	0	63,0	74,0	86,0	0	295
28—100	10,5	0,6754	32	49	68	92	—	60,2	72,3	84,1	—	—
28—110	12,3	0,6820	38	56	76	102	—	57,4	70,6	81,7	—	—
28—120	14,1	0,6873	43	62	84	112	0	54,6	68,8	80,0	Следы	142
28—130	15,9	0,6930	47	65	91	121	—	52,3	67,2	—	—	—
28—140	17,7	0,6985	52	68	98	130	—	50,0	65,6	—	—	—
28—150	19,5	0,7033	57	71	105	140	Следы	47,7	64,0	—	0,21	127
28—160	21,4	0,7085	57	72	110	149	—	45,9	62,1	—	—	—
28—170	23,5	0,7140	57	74	115	157	—	44,1	60,2	—	—	—
28—180	25,5	0,7194	57	75	121	166	—	42,3	58,3	—	—	—
28—190	27,4	0,7235	58	77	126	176	—	40,5	56,4	—	—	—
28—200	29,3	0,7283	58	78	132	183	0,012	38,6	54,5	—	0,46	79

464. Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Гусевская нефть								
28—60	3,0	0,6120	1,3640	0	0	100	38	62
60—95	4,4	0,6860	1,3918	1	33	66	32	34
95—122	3.8	0,7255	1,4036	2	30	68	29	39
122—150	4,6	0,7440	1,4155	4	26	70	28	42
150—200	8,6	0,7680	1,4290	10	27	63	27	36
28—200	24,4	0,7390	1,4112	5	25	70	30	40
Красноборская нефть								
28—60	3,7	0,6469	1,3723	0	0	100	51	49
60—95	5,8	0,6850	1,3943	0	24	76	43	33
95—122	4,9	0,7152	1,4072	2	23	75	34	41
122—150	5,1	0,7390	1,4178	5	21	74	31	43
150—200	9,8	0,7684	1,4335	10	17	73	29	44
28—200	29,3	0,7287	1,4145	5	18	77	36	41

465. Содержание индивидуальных углеводородов (в вес. %, считая на нефть) во фракциях, выкипающих до 150 °С

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Гусевская нефть	Красноборская нефть
Этан	—88,6	0,050	—
Пропан	—42,0	0,552	0,004
н-Бутан	—0,5	1,360	0,222
н-Пентан	36,1	0,924	1,157
н-Гексан	68,7	1,083	1,556
н-Гептан	98,4	1,354	1,913
н-Октан	125,7	1,520	1,581
н-Нонан	150,8	0,587	1,208
Всего парафиновых углеводородов нормального строения		7,430	7,641
Изобутан	—11,7	0,489	0,063
2-Метилбутан (изопентан)	27,9	0,820	0,630
2,2-Диметилбутан	49,7	0,012	0,028
2,3-Диметилбутан	58,0	} 0,594	0,873
2-Метилпентан	60,3		
3-Метилпентан	63,3	0,342	0,446
2,2-Диметилпентан	79,2	0,078	0,073
2,4-Диметилпентан	80,5	0,417	0,145

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Гусевская нефть	Краснооборская нефть
3,3-Диметилпентан	86,1	—	0,376
2-Метилгексан	90,1	0,609	0,646
3-Метилгексан	91,9		
3-Этилпентан	93,5	—	0,222
2,2-Диметилгексан	106,8	0,064	0,067
2,5-Диметилгексан	109,1	0,144	0,093
2,4-Диметилгексан	109,4		
3,3-Диметилгексан	112,0	—	0,103
2,3-Диметилгексан	115,6	0,827	1,127
2-Метилгептан	117,7	0,200	—
4-Метилгептан	117,7		
3-Метилгептан	118,9	—	0,463
2,2-Диметил-4-этилгексан	124—132,0	—	—
2,2-Диметилгептан	130,4	0,600	0,516
2,4-Диметилгептан	133,4	0,033	0,108
2,5-Диметилгептан	135,2	0,310	—
2,6-Диметилгептан	135,2		
3,4-Диметилгептан	140,7	0,373	0,434
4-Этилгептан	142,2	0,217	0,311
4-Метилоктан	142,5	—	0,024
2-Метилоктан	143,3	0,009	0,005
2,2,4-Триметилгептан	149,4	0,135	0,163
2,5,5-Триметилгептан	152,8	0,098	0,112
2,3,6-Триметилгептан	156,0	0,027	—
2,6-Диметилоктан	158,5	0,141	0,168
2,7-Диметилоктан	159,9	0,098	0,117
2,3-Диметилоктан	164,3	—	0,092
4-Метилнонан	165,7	—	0,051
2-Метилнонан	167,0	—	0,230
3-Метилнонан	167,8		
Неидентифицированные	—	—	0,181
Всего парафиновых углеводородов изостроения		6,637	7,867
Всего парафиновых углеводородов	—	14,067	15,508
Циклопентан	49,3	0,042	0,018
Метилциклопентан	71,8	0,523	0,270
1,1-Диметилциклопентан	87,8	0,792	0,389
1,2-Диметилциклопентан (*транс-*)	91,8	0,037	0,056
1,2-Диметилциклопентан (*цис-*)	99,5	0,077	0,056
1,2,4-Триметилциклопентан (*цис-, цис-, транс-*)	116,7	0,189	—
Изопропилциклопентан	126,4	—	0,173
н-Пропилциклопентан	131,0	0,168	0,250
1,2-Диэтилциклопентан (*транс-*)	147,5	0,149	0,133
1,2-Диэтилциклопентан (*цис-*)	153,5	0,054	0,096
Всего пятичленных нафтеновых углеводородов		2,031	1,441

Углеводород	Температура кипения углеводородов, °С	Гусевская нефть	Красноборская нефть
Циклогексан	80,7	0,371	0,276
Метилциклогексан	100,9	0,941	0,917
1,4-Диметилциклогексан (*транс*-)	119,5	} 0,123	0,133
1,1-Диметилциклогексан	119,5		
1,2-Диметилциклогексан (*транс*-)	123,4	0,189	0,328
1,4-Диметилциклогексан (*цис*-)	124,3	0,031	—
1,2-Диметилциклогексан (*цис*-)	129,3	0,227	0,552
Этилциклогексан	131,8	0,186	0,040
Всего шестичленных нафтеновых углеводородов		2,068	2,246
Всего нафтеновых углеводородов	—	4,099	3,687
Бензол	80,1	0,087	0,025
Толуол	110,6	0,061	0,024
Этилбензол	136,2	—	0,044
п-Ксилол	138,4	} 0,099	0,024
м-Ксилол	139,1		
о-Ксилол	144,0	0,045	—
Неидентифицированные	159,2	—	0,188
Всего ароматических углеводородов		0,292	0,305

466. Содержание индивидуальных ароматических углеводородов во фракции 122—145 °С

Углеводород	Выход, вес. %	
	на фракцию	на нефть
Гусевская нефть		
Этилбензол	0	0
п-Ксилол	0,48	0,02
м-Ксилол	0,96	0,04
о-Ксилол	1,70	0,07
Красноборская нефть		
Этилбензол	0	0
п-Ксилол	0,50	0,02
м-Ксилол	0,40	0,02
о-Ксилол	4,00	0,16

467. Характеристика фракций, служащих сырьем для каталитического риформинга

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Содержание серы %	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	нормального строения	изостроения
Гусевская нефть								
62—85	2,4	0,6750	Следы	1	30	69	33	36
62—105	5,4	0,6950	»	1	33	66	32	34
85—105	3,0	0,7090	»	1,5	33,5	65	30	35
85—120	5,2	0,7190	»	2	32	66	29	37
85—180	15,2	0,7430	»	4	26	70	28	42
105—120	2,2	0,7280	»	2	31	67	29	38
105—140	6,0	0,7370	»	3	28	69	28	41
120—140	3,8	0,7410	»	3,5	27,5	69	28	41
140—180	6,2	0,7600	»	8	22	70	27	43
Красноборская нефть								
62—85	3,8	0,6818	0	0	21	79	44	35
62—105	7,4	0,6920	0	0	24	76	39	37
62—140	13,6	—	0	1	24	75	41	34
85—105	3,6	0,7035	0	1	24	75	38	37
85—120	6,2	0,7104	0	2	23	75	36	39
85—180	17,6	0,7380	0,015	5	21	74	31	43
105—120	2,6	0,7196	0,005	3	23	74	34	40
105—140	6,2	0,7283	0,011	4	22	74	32	42
120—140	3,6	0,7346	0,013	4	22	74	31	43
140—180	7,8	0,7578	0,029	8	18	74	30	44

468. Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					ν_{20}, *сст*	ν_{-40}, *сст*	Температура, °С	
				н. к.	10%	50%	90%	98%			начала кристаллизации	вспышки в закрытом тигле
Гусевская	120—230	19,0	0,7700	140	153	178	212	226	1,31	4,47	—60	29
Красноборская	85—230	26,8	0,7590	106	121	143	210	225	1,05	3,50	<—60	—
»	120—230	20,6	0,7685	138	151	175	213	226	1,49	5,26	—58	29

Продолжение табл. 468

Нефть	Теплота сгорания (низшая), *ккал/кг*	Высота некоптящего пламени, *мм*	Содержание ароматических углеводородов, %	Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята	Иодное число, *г* I_2 на 100 *г* дистиллята	Фактические смолы, *мг* на 100 *мл* дистиллята
				общей	маркаптановой			
Гусевская	10 380	—	9	Следы	0	—	2,0	—
Красноборская	10 400	—	7	»	0	—	1,5	—
»	10 389	25	8,5	0,035	0	1,49	1,9	1,2

469. Характеристика керосиновых дистиллятов

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С					
				н. к.	10%	50%	90%	98%	отгоняется до 270 °С, %
Гусевская	150—280	23,6	0,7940	160	175	210	253	274	96
	150—320	31,6	0,8060	164	177	223	284	300	82
Красноборская	150—280	24,2	0,7946	170	182	213	255	270	98
	150—320	31,6	0,8055	176	186	237	294	315	74

Продолжение табл. 469

Нефть	Температура, °С		Высота некоптящего пламени, *мм*	Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* дистиллята
	помутнения	вспышки				
Гусевская	<—20	58	28	<26	Следы	5,30
	То же	60	26	То же	»	6,00
Красноборская	—29	—	23	<24	0,063	1,87
	—22	63	21,5	То же	0,080	2,31

470. Групповой углеводородный состав керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %			Температура отбора, °С	Содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	парафиновых		ароматических	нафтеновых	парафиновых
Гусевская нефть				Красноборская нефть			
200—250	16	36	48	200—250	18	16	66
250—300	19	37	44	250—300	21	22	57
200—300	17	36,5	46,5	200—300	20	19	61
				300—350	24	27	49

471. Характеристика дизельных топлив и их компонентов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	Цетановое число	Дизельный индекс	Фракционный состав, °С				ρ_4^{20}	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	Температура, °С			Содержание серы, %		Кислотность, *мг* КОН на 100 *мл* топлива	Анилиновая точка, °С
				10%	50%	90%	98%				застывания	помутнения	вспышки	общей	меркаптановой		
Гусевская нефть																	
150—350	37,6	59	66	180	236	305	318	0,8150	3,40	1,82	—20	—13	64	Следы	Следы	6,90	73,0
180—350	33,0	59	—	210	250	310	322	0,8200	4,50	2,30	—18	—11	69	»	»	—	—
200—350	29,4	59	64	237	266	316	326	0,8250	4,95	2,67	—15	—9	75	»	»	—	77,0
230—320	18,0	59	65	252	263	293	295	0,8240	4,80	2,62	—16	—10	80	»	»	—	73,5
230—350	24,0	60	—	250	275	330	340	0,8320	6,00	3,10	—13	—7	86	»	»	—	—
Красноборская нефть																	
150—350	36,8	59	70	197	254	322	342	0,8135	3,52	1,94	—22	—17	69	0,09	0	2,77	76,0
200—350	27,0	62	68	241	275	330	345	0,8255	4,71	2,59	—12	—7	—	0,10	—	—	79,2
230—350	21,6	62	68	268	290	333	346	0,8321	5,71	3,12	—7	—2	—	0,12	—	—	—
240—320	14,6	63	68	264	280	306	315	0,8280	5,05	2,74	—10	—5	—	0,11	—	—	80,1
240—350	19,8	62	67	270	295	334	346	0,8344	6,16	3,38	—5	—1	126	0,13	0	3,14	81,8

472. Характеристика исходных фракций и углеводородов, полученных из них карбамидной депарафинизацией

Исходная фракция и углеводороды	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	Анилиновая точка, °С	ν_{20}, *сст*	Температура застывания, °С	Дизельный индекс
	на фракцию	на нефть						
Гусевская нефть								
Фракция 200—350 °С	100	29,4	0,8250	1,4575	77	4,95	—15	64
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	84	24,7	0,8470	1,4632	73	5,24	—43	57
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	16	4,7	0,7944	1,4330	92	3,98	8	91
Красноборская нефть								
Фракция 200—350 °С	100	19,8	0,8344	1,4678	81,8	6,16	—5	67
Углеводороды, не образующие комплекс с карбамидом	93	18,4	0,8611	1,4783	71,4	8,86	—60	53
Углеводороды, образующие комплекс с карбамидом	7	1,4	0,7912	1,4401	—	—	18	—

473. Характеристика сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	*M*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Содержание смол сернокислотных, %
Гусевская	350—490	23,7	0,8880	352	20,00	5,30	33	0,35	4
Красноборская	350—480	24,6	0,8830	402	25,78	6,38	32	0,22	4

Продолжение табл. 473

Нефть	Коксуемость, %	Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	Содержание ароматических углеводородов, %				Содержание промежуточной фракции и смолистых веществ, %
			I группа	II группа	III группа	IV группа	
Гусевская	0,04	69	9	3	4	12	3
Красноборская	0,16	66	13	5	10	4	2

474. Фракционный состав сырья для каталитического крекинга, (°С)

Выход, объемн. %	Фракция 350—490 °С гусевской нефти	Фракция 350—480 °С красноборской нефти	Выход, объемн. %	Фракция 350—490 °С гусевской нефти	Фракция 350—480 °С красноборской нефти
н. к.	360	356	60	436	445
5	368	373	70	454	459
10	380	382	80	474	463
20	392	390	90	492	470
30	400	404	95	494	474
40	412	414	98	497	479
50	422	425	К. к.	500	479

475. Элементарный состав сырья для каталитического крекинга

Нефть	Температура отбора, °С	Содержание, %				
		C	H	O	S	N
Гусевская	350—490	86,65	12,90	0,06	0,35	0,04
Красноборская	350—480	86,39	13,27	0,09	0,22	0,03

476. Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Гусевская нефть								
Мазут топочный								
40	47,8	0,9065	8,00	3,81	23	192	0,45	9,09
200	42,0	0,9278	—	6,50	26	208	0,50	9,51
Остаток								
выше 300 °С	54,0	0,8930	4,50	2,60	21	175	0,42	8,50
» 350 °С	44,0	0,9200	34,00	5,10	25	201	0,48	9,40
» 400 °С	35,2	0,9600	—	>40	29	220	0,55	—
» 450 °С	27,2	Битум	—	—	—	—	0,68	—
» 490 °С	20,3	»	—	—	—	—	0,90	12,97

Мазут и остаток	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °C		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки		
Красноборская нефть								
Мазут топочный								
100	32,0	0,9327	14,60	4,28	36	279	0,47	12,68
200	34,1	0,9285	7,39	3,70	35	267	0,44	11,90
Остаток								
выше 350 °C	42,6	0,9160	3,83	2,38	32	233	0,39	8,87
» 450 °C	24,9	0,9455	36,35	14,39	39	312	0,54	14,67
» 480 °C	18,0	0,9716	351,2	105,4	42	342	0,65	15,48

477. Характеристика сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °C	Выход (на нефть), %	ρ_4^{20}	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °C	Содержание серы, %	Коксуемость, %	Содержание ванадия, %
Гусевская нефть							
350	44,0	0,9200	5,1	25	0,48	9,4	0,0011
490	20,3	>1,0	Не течет	—	0,90	12,9	0,0021
Красноборская нефть							
350	42,6	0,9160	2,38	32	0,39	8,87	0,0021
450	24,9	0,9455	14,39	39	0,54	14,67	0,0036
480	18,0	0,9716	105,4	42	0,65	15,48	0,0045

478. Элементарный состав сырья для деструктивных процессов

Остаток после отбора фракций до температуры, °C	Содержание, %				
	C	H	O	S	N
Гусевская нефть					
350	87,07	12,11	0,15	0,48	0,19
490	88,30	10,30	0,20	0,90	0,30
Красноборская нефть					
350	87,19	12,19	0,11	0,39	0,12
450	87,61	11,44	0,21	0,54	0,20
480	87,80	11,05	0,25	0,65	0,25

479. Групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, определенный адсорбционным методом

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) %	Парафино-нафтеновые углеводороды		Ароматические углеводороды									Промежуточная фракция и смолистые вещества, %
				I группа		II группа		III группа		IV группа		суммарно, %	
		n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%	n_D^{20}	%		
Гусевская нефть													
200—250	9,4	1,4383—1,4758	84	1,4955—1,5153	8	1,5363—1,5460	4	1,5503—1,5633	4	—	—	16	—
250—300	10,0	1,4455—1,4750	81	1,4956—1,5290	6	1,5368—1,5410	8	1,5507—1,5636	5	—	—	19	—
300—350	10,0	1,4590—1,4756	79	1,4962—1,5290	6	1,5400—1,5490	7	1,5509—1,5670	4	1,5900—1,5910	4	21	—
350—400	8,8	1,4598—1,4780	76	1,4965—1,5295	7	1,5410—1,5495	3	1,5512—1,5720	5	1,5968—1,6008	8	23	1
400—450	8,0	1,4599—1,4784	68	1,4970—1,5296	10	1,5416—1,5497	2	1,5519—1,5832	4	1,5969—1,6012	12	28	4
450—490	6,9	1,4600—1,4820	63	1,4972—1,5298	11	1,5417—1,5499	1	1,5521—1,5864	3	1,5972—1,6014	16	31	6
Красноборская нефть													
200—250	9,0	1,4380—1,4560	78	1,4925—1,5170	11	1,5320—1,5332	11	—	—	—	—	22	—
250—300	9,2	1,4480—1,4802	75	1,4937—1,5275	10	1,5365—1,5412	8	1,5510—1,5630	7	—	—	25	—
300—350	8,8	1,4550—1,4835	73	1,4955—1,5280	10	1,5370—1,5430	8	1,5525—1,5680	9	—	—	27	—
350—400	8,6	1,4648—1,4848	70	1,4963—1,5285	14	1,5376—1,5445	5	1,5582—1,5710	9	1,5950—1,6002	2	30	—
400—450	9,1	1,4722—1,4859	66	1,4978—1,5290	12	1,5380—1,5460	5	1,5593—1,5752	11	1,5961—1,6017	4	32	2
450—480	6,9	1,4795—1,4872	63	1,4980—1,5296	12	1,5395—1,5480	6	1,5598—1,5850	11	1,5980—1,6022	5	34	3

480. Содержание парафина в 50-градусных масляных фракциях

Температура отбора, °C	Содержание парафина, %	Температура плавления парафина, °C
Гусевская нефть		
350—400	8,6	43
400—450	10,0	49
450—490	12,3	54
Красноборская нефть		
350—400	10,49	50
400—450	11,01	50
450—480	12,13	50

481. Структурно-групповой состав 50-градусных фракций нефтей

Температура отбора, °C	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
				C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Гусевская нефть										
200—250	0,8006	1,4464	184	6	25	31	69	0,12	0,59	0,71
250—300	0,8263	1,4608	223	9	25	34	66	0,25	0,72	0,97
300—350	0,8487	1,4710	260	10	29	39	61	0,28	1,13	1,41
350—400	0,8710	1,4840	320	12	28	40	60	0,48	1,32	1,80
400—450	0,8930	1,4970	370	15	27	42	58	0,70	1,55	2,25
450—490	0,9060	1,5043	408	17	26	43	57	0,86	1,83	2,69
Красноборская нефть										
200—250	0,8013	1,4487	187	9	19	28	72	0,20	0,50	0,70
250—300	0,8258	1,4624	220	12	20	32	68	0,30	0,60	0,90
300—350	0,8470	1,4739	263	15	22	37	63	0,70	0,50	1,20
350—400	0,8660	1,4850	330	20	11	31	69	0,80	0,50	1,30
400—450	0,8843	1,4990	408	22	9	31	69	1,00	0,70	1,70
450—480	0,9028	1,5100	462	24	8	32	68	1,30	0,90	2,20

482. Характеристика дистиллятных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
	на фракцию	на нефть								
Гусевская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	16,8	0,8810	1,4905	345	14,40	4,20	—	25	0,25
Фракция 350—450 °С после депарафинизации[1]	87,5	14,7	0,9098	1,5030	320	17,72	4,41	56	—25	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	54,0	9,0	0,8534	1,4657	360	12,46	3,90	135,6	—20	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	68,3	11,4	0,8642	1,4743	338	13,88	4,09	115,5	—22	Следы
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	73,7	12,3	0,8750	1,4802	340	15,17	4,25	97	—24	0,21
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	77,0	13,0	0,8860	1,4860	327	15,97	4,30	85	—25	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	82,6	13,8	0,9040	1,4980	325	17,25	4,35	70	—26	—
I группа ароматических углеводородов	14,3	2,4	0,9137	1,5053	—	19,02	5,28	12,8	—30	—
II и III группы ароматических углеводородов	5,4	0,9	0,9629	1,5400	—	56,39	7,55	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов	8,9	1,5	1,0304	1,5998	—	123,5	8,54	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,9	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—490 °С	100,0	6,9	0,9060	1,5043	408	44,58	8,42	—	40	0,58
Фракция 450—490 °С после депарафинизации[2]	84,2	5,8	0,9223	1,5125	400	62,90	9,80	54	—24	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	48,0	3,3	0,8705	1,4763	450	34,47	7,62	106	—21	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	61,0	4,2	0,8866	1,4880	440	45,50	8,60	85	—22	0,24
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	65,3	4,5	0,8935	1,4930	430	48,80	8,80	76	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	79,9	5,5	0,9190	1,5089	405	61,02	9,70	58	—24	0,45
I группа ароматических углеводородов	13,0	0,9	0,9213	1,5082	—	76,60	11,00	5	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	4,3	0,3	0,9737	1,5392	—	193,1	15,72	—	—10	—

1 Получено 12,5% (считая на фракцию), или 2,1% (считая на нефть) гача; температура плавления его 47 °С.
2 Получено 15,8% (считая на фракцию), или 1,1% (считая на нефть) гача; температура плавления его 52 °С.

Продолжение табл. 482

Исходная фракция и смесь углеводородов	Выход, % на фракцию	Выход, % на нефть	ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	ИВ	Температура застывания, °С	Содержание серы, %
IV группа ароматических углеводородов	14,6	1,0	1,0540	—	—	—	42,18	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	4,3	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—
Красноборская нефть										
Фракция 350—450 °С	100,0	17,7	0,8752	1,4948	372	17,41	4,85	—	27	0,22
Фракция 350—450 °С после депарафинизации[3]	83,5	14,8	0,8875	1,5020	365	28,19	6,21	84	—25	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	52,2	9,3	0,8531	1,4710	415	15,51	4,32	114	—18	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	65,1	11,6	0,8650	1,4780	400	18,21	4,72	98	—23	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	69,3	12,3	0,8687	1,4801	390	19,15	4,89	93	—23	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	78,8	13,9	0,8785	1,4880	385	23,85	5,58	87	—24	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	81,8	14,5	0,8830	1,4956	380	26,11	5,89	85	—24	—
I группа ароматических углеводородов	12,9	2,3	0,9111	1,5086	—	28,96	5,67	35	—30	—
II и III группы ароматических углеводородов	13,7	2,3	1,006	1,5594	—	107,1	10,61	—	—6	—
IV группа ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	4,7	0,9	—	—	—	—	—	—	—	—
Фракция 450—480 °С	100,0	6,9	0,9028	1,5100	462	64,11	11,16	—	38	0,35
Фракция 450—480 °С после депарафинизации[4]	81,8	5,7	0,9148	1,5150	455	93,55	14,05	79	—19	—
Нафтено-парафиновые углеводороды	46,0	3,2	0,8635	1,4760	500	47,23	9,50	104	—15	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	58,8	4,1	0,8750	1,4853	490	55,51	10,35	96	—18	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	64,8	4,5	0,8838	1,4912	480	59,82	10,80	93	—18	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	74,8	5,2	0,9010	1,5050	470	72,48	12,00	85	—19	—
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	78,8	5,5	0,9075	1,5108	460	83,03	12,95	81	—19	—

[3] Получено 16,5% (считая на фракцию), или 2,9% (считая на нефть) гача; температура плавления его 45 °С.

I и II группы ароматических углеводородов	18,8	1,3	0,9252	1,5172	—	83,02	11,02	28	—22	—
III группа ароматических углеводородов	10,0	0,7	0,9858	1,5592	—	—	—	—	—	—
IV группа ароматических углеводородов и концентрат смолистых и сернистых соединений	7,0	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—

[4] Получено 18,2% (считая на фракцию), или 1,2% (считая на нефть) гача; температура плавления его 55 °С.

483. Структурно-групповой состав дистиллятных базовых масел и групп углеводородов

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Гусевская нефть							
Фракция 350—450 °С	14	26	40	60	0,61	1,37	1,98
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	16	38	54	46	0,64	1,99	2,63
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	38	38	62	0	2,01	2,01
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	1	40	41	59	0,04	1,98	2,02
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	4	39	43	57	0,21	1,85	2,06
Нафтено-парафиновые, I, II, III и часть IV группы ароматических углеводородов	9	37	46	54	0,35	1,88	2,23
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	13	40	53	47	0,53	2,08	2,61
Фракция 450—490 °С	17	26	43	57	0,86	1,83	2,69
Фракция 450—490 °С после депарафинизации	19	32	51	49	0,94	2,14	3,08
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	37	37	63	0	2,52	2,52
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	33	39	61	0,33	2,37	2,70
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	10	32	42	58	0,50	2,25	2,75
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	15	32	47	53	0,76	2,12	2,88

Продолжение табл. 483

Исходная фракция и смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Красноборская нефть							
Фракция 350—450 °С	20	8	29	71	0,90	0,60	1,50
Фракция 350—450 °С после депарафинизации	24	10	34	70	1,10	0,70	1,80
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	1,40	1,40
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	5	29	34	66	0,20	1,30	1,50
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	6	29	35	65	0,30	1,20	1,50
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	12	24	36	64	0,60	1,00	1,60
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	19	13	32	68	0,90	0,80	1,70
Фракция 450—480 °С	24	8	32	68	1,30	0,90	2,20
Фракция 450—480 °С после депарафинизации	26	12	38	62	1,50	1,10	2,6
Нафтено-парафиновые углеводороды	0	30	30	70	0	2,20	2,20
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	9	22	31	69	0,50	1,80	2,30
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	11	23	34	66	0,70	1,70	2,40
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	19	16	35	65	1,10	1,40	2,50
Нафтено-парафиновые, I, II, III и IV группы ароматических углеводородов	23	13	36	64	1,30	1,20	2,50

484. Характеристика остаточных базовых масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
	на остаток	на нефть											
Гусевская нефть													
Остаток выше 490 °С	100,0	20,3	>1,0	—	Не течет			—	—	—	99 (т. размягч.)	0,90	12,97
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации[1]	9,0	1,8	0,8831	1,4820	660	135,9	20,80	6,55	104	0,7925	—16	—	—
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	17,0	3,4	0,8969	1,4940	650	243,5	28,30	8,60	86,6	0,8175	—17	0,24	0,37
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	23,0	4,7	0,9030	1,4980	630	—	43,00	—	80	—	—19	—	—
Нафтено-парафиновые, I, II и III группы ароматических углеводородов	31,4	6,4	0,9100	1,5180		933,5	64,80	14,40	77	—	—22	0,46	3,82
I группа ароматических углеводородов	8,0	1,6	0,9058	1,5080	—	—	29,60	—	—	—	—	—	—
II и III группы ароматических углеводородов	14,4	3,0	1,0500	1,5580		Не течет	284,1	—	—	—	—	—	—
Концентрат смолистых и сернистых соединений	52,4	10,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Красноборская нефть													
Остаток выше 480 °С	100,0	18,0	0,9716	—	—	—	105,4 ($ВУ_{100}$)	—	—	—	42	0,65	15,48
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации[2]	14,9	2,7	0,8815	1,4832	670	167,8	24,73	6,78	116	0,7988	—17	—	—

1 Получено 16,2% (считая на остаток), или 3,3% (считая на нефть) петролатума; температура плавления его 40 °С.
2 Получено 18,2% (считая на остаток), или 3,3% (считая на нефть) петролатума; температура плавления его 47 °С.

Продолжение табл. 484

Остаток и смесь углеводородов	Выход, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Содержание серы, %	Коксуемость, %
	на остаток	на нефть											
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	27,0	4,9	0,8949	1,4930	650	204,2	26,84	7,62	98	0,8156	—20	—	—
Нафтено-парафиновые и часть II группы ароматических углеводородов	35,6	6,4	0,9120	1,5045	640	308,0	33,00	9,35	85	0,8347	—21	—	—
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	36,7	6,6	0,9140	1,5060	630	318,8	33,16	9,65	83	0,8375	—21	—	—

485. Структурно-групповой состав остаточных базовых масел и групп углеводородов

Смесь углеводородов	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
	C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_П$	K_A	K_H	K_O
Гусевская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	35	35	65	0	3,65	3,65
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	30	36	64	0,50	3,20	3,70
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	8	30	38	62	0,64	3,11	3,75
Красноборская нефть							
Нафтено-парафиновые углеводороды после депарафинизации	0	33	33	67	0	3,60	3,60
Нафтено-парафиновые и I группа ароматических углеводородов	6	29	35	65	0,50	3,20	3,70
Нафтено-парафиновые и часть II группы ароматических углеводородов	12	26	38	62	0,90	2,90	3,80
Нафтено-парафиновые, I и II группы ароматических углеводородов	15	24	39	61	1,10	2,80	3,90

486. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел

Температура отбора, °С	Выход (на нефть) дистиллятной фракции или остатка, %	Характеристика базовых масел						Температура застывания, °С	Содержание базового масла, %	
		d_4^{20}	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	$\frac{\nu_{50}}{\nu_{100}}$	ИВ	ВВК		на дистиллятную фракцию или остаток	на нефть
Гусевская нефть										
350—450	16,8	0,8860	15,97	4,30	—	85	—	—25	77,0	13,0
450—490	6,9	0,8866	45,50	8,60	—	85	—	—22	61,0	4,2
Остаток выше 490	20,3	0,8969	243,5	28,30	8,60	86,6	0,8175	—17	17,0	3,4
Красноборская нефть										
350—450	17,7	0,8830	26,11	5,89	—	85	—	—24	81,8	14,5
450—480	6,9	0,9010	72,48	12,00	—	85	—	—19	74,8	5,2
Остаток выше 480	18,0	0,9120	308,0	33,00	9,35	85	0,8347	—21	35,6	6,4

487. Характеристика нефтей применительно к получению из них дорожных битумов (ГОСТ 11954—66)

Нефть	Содержание, %			2,5П	А + С	А + $С_С$—2,5П
	асфальтенов	смол силикагелевых	парафина			
Гусевская	6,5	8,0	4,36	10,9	14,5	3,6
Красноборская	2,5	10,1	6,17	15,5	12,6	—2,9

488. Шифр нефтей согласно технологической классификации (ГОСТ 912—66)

Нефть	Шифр нефти				
	класс	тип	группа	подгруппа	вид
Гусевская	I	$Т_1$	$М_2$	$И_1$	$П_2$
Красноборская	I	$Т_1$	$М_1$	$И_1$	$П_3$

489. Разгонка (ИТК) гусевской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 *мм рт. ст.*, °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, *сст*	ν_{50}, *сст*	ν_{100}, *сст*	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	2,20	2,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—57	2,44	4,64	0,6035	1,3614	—	—	—	—	—	—	0
3	57—86	2,81	7,45	0,6610	—	—	—	—	—	—	—	—
4	86—103	2,77	10,22	0,7072	1,3997	102	—	—	—	—	—	—
5	103—118	2,77	12,99	0,7260	—	110	—	—	—	—	—	—
6	118—135	2,81	15,80	0,7390	1,4112	118	0,88	—	—	—	—	—
7	135—154	2,89	18,69	0,7500	—	129	0,90	—	—	—	—	—
8	154—170	3,02	21,71	0,7620	1,4235	138	1,19	—	—	<—60	—	—
9	170—188	2,05	24,56	0,7700	—	150	1,31	—	—	—60	—	—
10	188—204	2,89	27,45	0,7800	1,4354	162	1,73	—	—	—56	—	—
11	204—222	3,22	30,67	0,7920	—	175	1,90	—	—	—48	—	—
12	222—234	3,19	33,86	0,8010	1,4470	185	2,43	1,07	—	—38	—	—
13	234—258	3,22	37,08	0,8116	—	200	3,10	1,70	—	—30	—	—
14	258—272	3,22	40,30	0,8190	1,4557	208	3,85	2,24	1,09	—22	—	Следы
15	272—284	3,22	43,52	0,8270	—	225	5,20	2,80	1,11	—18	—	»
16	284—302	3,26	46,78	0,8350	1,4631	238	6,57	3,15	1,45	—10	—	»
17	302—315	3,10	49,88	0,8426	—	250	8,00	3,88	1,59	—2	—	»
18	315—331	3,14	53,02	0,8490	1,4714	262	10,40	4,90	1,75	5	—	0,02
19	331—353	3,30	56,32	0,8570	—	—	14,30	5,90	2,20	14	—	0,05
20	353—371	3,30	59,62	0,8640	1,4825	294	22,55	8,07	2,67	12	—	0,11
21	371—390	3,43	63,05	0,8730	—	—	—	10,80	3,40	23	—	0,18
22	390—407	3,26	66,31	0,8870	1,4905	335	—	14,45	4,27	25	250	0,26
23	407—433	3,43	69,74	0,8880	—	355	—	20,50	5,30	33	264	0,35
24	433—452	3,22	72,96	0,8960	1,4997	375	—	26,40	6,50	35	280	0,41
25	452—472	3,19	76,15	0,9010	—	396	—	35,00	7,50	37	292	0,53
26	472—490	3,55	79,70	0,9080	1,5059	420	—	45,00	9,00	43	305	0,64
27	Остаток	20,30	100,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—

490. Разгонка (ИТК) красноборской нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура выкипания фракции при 760 мм рт. ст., °С	Выход (на нефть), %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	ν_{20}, сст	ν_{50}, сст	ν_{100}, сст	Температура, °С		Содержание серы, %
		отдельных фракций	суммарный							застывания	вспышки	
1	До 28 (газ до C_4)	1,14	1,14	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	28—42	3,03	4,17	0,6421	1,3753	—	—	—	—	—	—	—
3	42—73	2,82	6,99	0,6703	1,3877	—	—	—	—	—	—	—
4	73—92	3,19	10,18	0,6910	1,3958	—	—	—	—	—	—	Следы
5	92—111	3,24	13,42	0,7085	1,4050	108	—	—	—	—	—	—
6	111—127	3,34	16,76	0,7253	1,4128	—	—	—	—	—	—	0,01
7	127—148	3,58	20,34	0,7412	1,4196	—	—	—	—	<—60	—	—
8	148—165	3,28	23,62	0,7554	1,4268	143	1,00	—	—	—60	—	0,03
9	165—182	3,28	26,90	0,7673	1,4329	—	1,43	—	—	—52	—	—
10	182—200	3,51	30,41	0,7795	1,4388	—	1,92	1,25	—	—44	—	0,05
11	200—220	3,58	33,99	0,7926	1,4445	178	2,42	1,42	—	—36	—	—
12	220—239	3,54	37,53	0,8040	1,4502	—	2,94	1,69	—	—28	—	0,08
13	239—262	3,81	41,34	0,8142	1,4554	—	3,62	1,97	—	—21	—	—
14	262—282	3,67	45,01	0,8240	1,4585	217	4,43	2,43	0,98	—14	—	0,10
15	282—299	3,45	48,46	0,8323	1,4668	—	5,76	3,15	1,32	—7	—	—
16	299—317	3,16	51,62	0,8404	1,4717	246	8,16	4,10	1,71	—1	—	—
17	317—337	3,87	55,49	0,8483	1,4743	—	12,80	5,54	2,10	6	—	0,13
18	337—358	3,46	58,95	0,8560	1,4798	—	20,55	7,49	2,58	13	—	0,15
19	358—379	3,51	62,46	0,8633	1,4830	320	—	10,40	3,25	19	—	—
20	379—399	3,48	65,94	0,8708	1,4924	—	—	14,29	4,16	24	—	0,18
21	399—421	3,51	69,45	0,8782	1,4966	386	—	19,32	5,45	29	—	—
22	421—441	3,69	73,14	0,8864	1,5001	413	—	30,17	7,08	34	—	0,22
23	441—450	1,96	75,10	0,8928	1,5027	434	—	41,80	8,10	36	237	—
24	450—465	3,10	78,20	0,8982	1,5100	450	—	54,30	10,08	37	242	—
25	465—480	3,80	82,00	0,9060	1,5126	470	—	71,60	12,12	39	251	0,38
26	Остаток	18,00	100,00	0,9716	—	—	—	—	—	42	342	0,65

491. Характеристика дистиллятов и остатков, полученных при однократном испарении красноборской нефти

Температура однократного испарения, °С	Продукт	Выход, %	ρ_4^{20}	M	Фракционный состав					$ВУ_{50}$	$ВУ_{100}$	Температура застывания, °С
					н. к.	10%	0%	90%	к. к.			
200	Дистиллят	32,0	0,7497	134	67	90	151	250	286	—	—	—
	Остаток	68,0	0,8882	—	—	—	—	—	—	3,51	1,56	11
250	Дистиллят	42,8	0,7727	156	76	96	182	296	316	—	—	—
	Остаток	57,2	0,8970	—	—	—	—	—	—	5,56	1,81	15
300	Дистиллят	60,0	0,7818	170	80	100	208	310	350	—	—	—
	Остаток	40,0	0,9167	—	—	—	—	—	—	—	—	—
350	Дистиллят	76,3	0,8055	199	92	106	230	350 (84%)	—	—	—	—
	Остаток	23,7	0,9359	—	—	—	—	—	—	51,75	4,54	26

492. Характеристика остатков разной глубины отбора гусевской нефти

Выход (на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Коксуемость, %	Содержание серы, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
20,30	>1,0	Битум с т. размягч. 99 °С			—	—	12,97	0,90
30,00	>1,0	Битум с т. размягч. 58 °С			—	—	—	—
35,20	0,9600	Не течет		40,00	29	220	—	—
36,95	0,9551	—	138,1	38,36	28	220	9,86	0,54
40,39	0,9368	—	73,80	9,13	27	212	—	—
43,68	0,9200	—	34,11	5,15	25	203	—	—
46,98	0,9085	—	16,20	3,98	24	194	—	—
50,12	0,9008	—	5,90	3,29	23	186	—	—
53,22	0,8949	28,38	4,83	2,72	22	178	8,76	0,41
56,48	0,8902	10,10	4,18	2,43	20	170	—	—
59,70	0,8873	6,00	3,62	2,11	18	160	—	—
62,92	0,8856	4,73	3,25	1,93	16	151	—	—
66,14	0,8831	3,92	2,91	1,80	14	143	—	—
69,33	0,8827	3,46	2,56	1,57	12	132	7,65	0,38
72,55	0,8790	3,08	2,37	1,51	10	124	—	—
78,29	0,8749	2,51	1,89	1,40	6	105	—	—
81,31	0,8721	2,33	1,63	1,36	4	93	—	—
84,20	0,8700	2,11	1,48	1,31	0	80	5,32	0,30
87,01	0,8670	2,00	—	—	—1	67	—	—
89,78	0,8627	1,86	—	—	—3	55	—	—
100,00	0,8364	1,40	—	—	—5	10	5,11	0,22

493. Характеристика остатков разной глубины отбора красноборской нефти

(Выход на нефть) остатка, %	ρ_4^{20}	$ВУ_{50}$	$ВУ_{80}$	$ВУ_{100}$	Температура, °С		Содержание серы, %	Коксуемость, %
					застывания	вспышки в открытом тигле		
18,00	0,9716	—	351,2	105,4	42	342	0,65	15,48
21,80	0,9543	—	80,25	46,20	40	324	0,58	15,05
24,90	0,9455	227,5	36,35	14,39	39	312	0,54	14,67
26,86	0,9418	180,3	31,80	7,10	38	301	0,52	14,18
30,55	0,9350	101,1	19,57	4,83	37	286	0,49	13,13
34,06	0,9292	31,36	7,41	3,73	35	270	0,45	12,00
37,54	0,9238	25,00	5,18	3,00	34	254	0,43	10,68
41,05	0,9185	19,15	4,15	2,54	32	239	0,40	9,26
44,51	0,9129	13,30	3,50	2,20	31	226	0,38	7,80
48,38	0,9072	6,73	2,98	1,98	29	212	0,37	6,17
51,54	0,9023	5,00	2,69	1,80	28	200	0,36	5,43
54,99	0,8968	4,04	2,45	1,67	26	188	0,35	4,95
58,66	0,8920	3,40	2,22	1,54	25	176	0,34	4,59
62,47	0,8869	2,92	2,00	1,41	23	164	0,32	4,32
66,01	0,8823	2,61	1,75	1,35	21	153	0,31	4,17
69,59	0,8777	2,39	1,71	1,30	20	141	0,30	4,02
73,10	0,8728	2,18	1,63	1,23	18	130	0,29	3,94
76,38	0,8687	2,04	1,50	1,19	16	119	0,27	3,85
79,66	0,8645	1,90	1,39	1,10	15	108	0,26	3,78
83,24	0,8595	1,81	1,29	1,03	13	96	0,25	3,70
86,58	0,8545	1,77	—	—	10	83	0,24	3,68
89,82	0,8494	1,60	—	—	8	70	0,23	3,66
93,01	0,8440	1,50	—	—	4	56	0,22	3,60
95,83	0,8387	1,41	—	—	—1	41	0,21	3,58
98,86	0,8320	1,35	—	—	—8	18	0,21	3,55
100,00	0,8298	1,33	—	—	—10	4	0,21	3,53

Абино-украинская (Краснодарский край) 339, 342—349, 352, 360—363, 365, 368—370, 372, 374, 377, 380, 385, 392, 394, 400
Алиюртская верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198, 199, 207, 221
Алиюртская нижнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—199, 202, 207, 211, 214, 215, 217, 219, 221, 223, 227, 229—231, 236, 238, 243, 244, 248, 254, 255, 260, 262—264, 266, 268
Артемовская смолистая (Азербайджанская ССР) 24, 91—95, 99—106, 108, 122, 127, 128, 132
Ахловская (Чечено-Ингушская АССР) 192—199, 201, 207, 210, 214, 215, 217, 219, 221, 223, 229, 231, 236, 238, 243, 244, 247, 254, 255, 266

Балаханская масляная (Азербайджанская ССР) 25—35, 37—44, 49, 57, 65, 77, 80, 85
Балаханская тяжелая (Азербайджанская ССР) 25, 27—35, 37—44, 50, 57, 59, 66, 77, 80, 85
Баракаевская (Краснодарский край) 341—348, 351, 353, 354, 356, 359—363, 366, 368, 369, 371, 372, 375, 377, 394, 405
Бенойская (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 206, 209, 214, 216, 222, 226, 235, 237, 242, 243, 246, 266
Биби-эйбатская верхнего отдела (Азербайджанская ССР) 22, 26—34, 36, 37, 39—43, 45, 52, 57, 59, 70, 78, 81, 87
Биби-эйбатская парафинистая (Азербайджанская ССР) 22, 26—34, 36, 37, 39—43, 45, 53, 57, 59, 71, 78, 81, 88
Бинагадинская (Азербайджанская ССР) 26—34, 36, 37, 39, 40, 42, 43, 45, 55, 58, 74, 78, 81, 90
Битковская (Украинская ССР) 498—436, 439, 442, 444, 449, 451, 452, 456, 457, 466, 477—479
Брагунская (Чечено-Ингушская АССР) 190, 192—197, 199, 200, 208, 210, 214, 216, 218, 220, 221, 225, 229, 230, 233, 251, 254, 257, 258, 261, 262, 265, 266, 273
Бузовнинская (Азербайджанская ССР) 26—29, 36—43, 45, 51, 57, 59, 67, 77

Валенская (Молдавская ССР) 409, 411—426
Величаевская (Ставропольский край) 278, 280—287, 291, 293, 295, 296, 298, 300—302, 304, 306, 307, 309, 310, 313, 315, 319, 320, 323, 325, 326, 328, 330
Вилькичяйская (Литовская ССР) 552—570, 572, 575, 576, 578, 579, 581, 584
Вишанская (Белорусская ССР) 489, 490, 492—496, 498—502, 504—506, 508, 510, 511, 514, 515, 517—520, 526, 527, 530, 534, 535, 537, 538, 547
Восточная (Ставропольский край) 278, 280—286, 288, 292, 293, 295, 296, 299—302, 304, 306, 308, 309, 311, 313, 314, 316, 319—321, 324—328, 332

Гашинская (Дагестанская АССР) 164—168, 170, 171, 174—181, 187
Глинско-розбышевская (Украинская ССР) 428—435, 438, 440—443, 445, 447, 448, 450, 451, 453, 455—457, 459, 461, 462, 464, 466, 467, 471, 472, 474—478, 485
Гнединцевская (Украинская ССР) 427—435, 437, 440—442, 444, 447—449, 451, 453, 454, 456—458, 461—463, 466, 467, 470, 472, 475—478, 483
Гойткортская (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 206, 209, 218, 220, 222, 226, 235, 237, 242, 246, 254, 266
Гора Орлиная (Чечено-Ингушская АССР) 192—199, 203, 207, 210, 214, 215, 217, 219, 221, 224, 229, 232, 236, 239, 243, 244, 249, 254, 256, 264, 266, 270
Гоусанская (Азербайджанская ССР) 26—30, 36—43, 45, 52, 57, 59, 69, 77, 80, 87
Грязевая сопка (северо-восточное крыло) (Азербайджанская ССР) 22, 91—95, 98—107, 115, 118, 121, 131
Грязевая сопка (юго-западное крыло) (Азербайджанская ССР) 22, 91—95, 98—106, 114, 115, 118, 121, 131
Гусевская (Калининградская область) 586—603, 605, 607—610, 612
Гюргянская (Азербайджанская ССР) 22, 91—106, 109, 116, 118, 123, 133

Джигинская (Краснодарский край) 340, 342—349, 352, 356, 360—363, 365, 368—370, 372, 374, 376, 379, 383, 388, 389, 392, 394, 399
Долинская (Украинская ССР) 429—436, 439—442, 443, 449, 451, 452, 454, 456—458, 461, 462, 466, 468, 472, 477, 478
Дуванный-море (Азербайджанская ССР) 24, 91—95, 98—100, 102—106, 112, 113, 116—118, 126, 136

о. **Ж**илого (Азербайджанская ССР) 22, 91—94, 99—104, 106

Заманкульская верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—197, 199, 200, 206, 208, 211—213, 216, 218, 220, 222, 225, 233, 237, 240, 243, 245, 266
Заманкульская юрской системы (Чечено-Ингушская АССР) 192—197, 199, 200, 204, 208, 210, 214, 216, 220, 222, 225, 228—230, 234, 237, 240, 243, 245, 252, 254, 258, 261, 262, 265, 266, 274
Зимняя Ставка (пермо-триас) (Ставропольский край) 278, 280—286, 291, 293, 295, 301, 313, 314, 328
Зимняя Ставка VIII горизонта меловой системы (Ставропольский край) 278, 280—286, 288, 291, 298, 300, 302, 306, 307, 309, 311, 314, 328
Зыбза-Глубокий Яр (Краснодарский край) 339, 342—348, 350, 352—354, 356, 358, 360, 361—363, 365, 368, 369, 371, 372, 374, 376, 377, 388, 389, 391, 393, 394, 401
Зыринская (Азербайджанская ССР) 26—29, 37—43, 45, 51, 57, 59, 68, 86

Избербашская (Дагестанская АССР) 164—168, 170, 171, 174—181, 187

Калинская верхнего отдела (Азербайджанская ССР) 25, 27—35, 37—44, 47, 56, 58, 61, 76, 79, 82
Калинская нижнего отдела (Азербайджанская ССР) 25, 27—35, 37—44, 47, 56, 58, 62, 76, 79, 83
Карабаглинская (Азербайджанская ССР) 22, 24, 137—140, 144—146, 148, 151—153, 160
Карабулак-ачалукская верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—197, 199, 200, 209, 211—213, 222, 241, 246
Карабулак-ачалукская майкопской свиты (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 204, 209, 218, 220, 222, 225, 234, 237, 241

Карабулак-ачалукская нижнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 205, 209, 225, 234, 237
Карадагский конденсат (Азербайджанская ССР) 26, 27, 31—34, 37, 40, 42
Карадагская масляная (Азербайджанская ССР) 26—34, 36, 37, 39, 40, 42, 43, 45, 54, 58, 59, 72, 78, 81, 89
Карадагская парафинистая (Азербайджанская ССР) 26—34, 37, 39, 40, 42, 43, 45, 54, 58, 59, 73, 78, 89
Кара-чухурская верхнего отдела (Азербайджанская ССР) 25, 27—35, 37—44, 48, 56, 58, 63, 77, 80, 84
Кара-чухурская нижнего отдела (Азербайджанская ССР) 25, 27—35, 37—44, 49, 56, 58, 64, 84
Ключевая и Дыш (Краснодарский край) 338, 342—348, 350, 353, 354, 356, 359—363, 368, 369, 371, 372, 375—377, 382, 383, 386, 388, 390, 391, 393, 394, 304
Колодезная (Ставропольский край) 278, 280—287, 291, 293, 295, 296, 298, 300—302, 304, 306, 307, 309, 310, 313, 315, 319, 323, 325, 328, 329
Кочановская (Украинская ССР) 427—435, 437, 440, 441, 443, 445, 447, 448, 450, 451, 453, 455—457, 459, 461, 462, 464, 466, 477, 478, 484
Красноборская (Калининградская область) 585—603, 606—609, 511—613
Кюровдагская (Азербайджанская ССР) 22, 137—147, 149, 151, 152, 157—159
Кюрсангинская (Азербайджанская ССР) 22, 137—140, 144—148, 150, 151, 152, 154, 160

Леляковская (Украинская ССР) 428—435, 437, 440—442, 444, 447—449, 451, 452, 454, 456—458, 461—463, 466, 467, 469, 472, 473, 475—478, 483

Малгобекская (смесь) верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—199, 201, 207, 211—215, 217, 219, 221, 223, 229, 230, 231, 236, 238, 243, 244, 247, 254, 260, 262, 264, 266, 267
Малгобекская (скважина № 873) верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 192—199
Малгобекская IV горизонта аптского яруса (Чечено-Ингушская АССР) 192—199
Мектебская (Ставропольский край) 278, 280—286, 290, 292, 295, 297, 299—301, 303, 305—309, 312—314, 318, 319, 322, 324—328, 336
Мишовдагская (Азербайджанская ССР) 22, 137—147, 149, 151—153, 157—159

Нафталанская (лечебная) (Азербайджанская ССР) 24, 137, 138
Нефтечалинская (Азербайджанская ССР) 24, 137—140, 143—146, 148, 151, 152, 155, 157, 158, 161
Нефтяные камни (Азербайджанская ССР) 22, 24, 91—107, 115, 118, 127—129
Нефтяные камни (северо-восточное крыло) (Азербайджанская ССР) 22, 24, 91—95, 99—104, 106, 115, 118, 119, 127—128
Нефтяные камни (юго-западное крыло) (Азербайджанская ССР) 22, 24, 91—95, 99—104, 106, 115, 118, 120, 130
Николаевская и убеженская (Краснодарский край) 341—348, 351, 353, 354, 356, 359—363, 366—369, 371, 372, 375—377, 382, 383, 387, 388, 390, 392—394, 406
Новогригорьевская (Украинская ССР) 428—435, 438, 441, 443, 446—448, 450, 451, 453, 455—457, 460—462, 465—467, 477, 478, 488
Новодмитриевская (Краснодарский край) 339, 342—348, 350, 352—354, 356, 358, 360—363, 365, 367—369, 371, 372, 374, 376, 377, 380, 383, 385, 388, 390, 391, 394, 395, 402

Озексуатская нижнего отдела меловой системы (Ставропольский край) 280—286, 289, 292, 294, 297, 299—301, 303, 305, 308, 309, 328, 333
Озексуатская XIIIα+XIII горизонтов нижнего отдела меловой системы (Ставропольский край) 278, 280—286, 289, 292, 299—301, 303, 308, 328
Октябрьская (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 209, 210, 214, 216, 218, 220, 222, 226, 228—230, 235, 237, 241, 243, 246, 253, 254, 259, 261, 262, 265, 266, 276
Оровская (Украинская ССР) 429—436, 439, 449, 452, 466, 477, 478, 480
Останковичская воронежского горизонта (Белорусская ССР) 490—497, 499, 502—507, 509—512, 514, 516—518, 522, 526, 528, 531, 532, 535, 537, 542, 545, 549
Осташковичская задонско-елецкого горизонта (скважина № 2) (Белорусская ССР) 490—496, 498—507, 509—512, 514, 515, 517, 518, 520, 526, 527, 530, 534, 536, 537, 540, 547
Осташковичская задонско-елецкого горизонта (скважина № 5) (Белорусская ССР) 490—498, 502, 504—507, 514, 515, 517, 518, 537, 539
Осташковичская семилукско-петинского горизонта (Белорусская ССР) 490—497, 499—507, 509—512, 514—518, 521, 522, 526—528, 531, 534, 536, 537, 541, 548

о. Песчаного (верхний отдел) (Азербайджанская ССР) 91—95, 99—106, 110, 116, 118, 123, 127, 128, 133
о. Песчаного (нижний отдел) (Азербайджанская ССР) 91—95, 99—106, 110, 116, 118, 124, 134
Поварковская (Ставропольский край) 277, 280—286, 289, 292, 295, 297, 299—301, 303, 305—309, 311, 313, 314, 317, 319, 321, 324, 325—328, 334
Правобережная VIII горизонта меловой системы (Ставропольский край) 278, 280—286, 288, 291, 298, 300, 302, 307, 309, 311, 313—314, 328
Правобережная VIII и IX горизонтов меловой системы (Ставропольский край) 278, 280—288, 291, 293, 295, 296, 298, 300—302, 304, 306, 307, 309, 310, 313, 315, 316, 319, 320, 323, 325—328, 331
Прилукская (Украинская ССР) 428—435, 438, 440, 443, 445, 447, 448, 450, 451, 453, 455—457, 460—462, 465, 466, 477, 478, 486

Речицкая задонско-елецкого горизонта (Белорусская ССР) 490, 492—497, 499—506, 508—511, 514, 516—518, 523, 524, 526, 528, 529, 532, 535—537, 543, 545, 550
Речицкая семилукско-петинского горизонта (Белорусская ССР) 490, 492—496, 498—506, 508—511, 513, 514, 516—518, 524, 526, 528, 529, 533, 535—537, 544, 551
Русский Хутор (Дагестанская АССР) 165—169, 171—179, 181—187
Рыбальская (Украинская ССР) 428—435, 438, 440, 443, 446—448, 450, 451, 453, 455—457, 477, 478, 487

Сангачалы-море (Азербайджанская ССР) 24, 91—106, 111, 118, 125, 135
Серноводская (Чечено-Ингушская АССР) 192—196, 198—200, 209, 211, 214, 216, 218, 220, 222, 226, 228—230, 235—237, 241, 243, 246, 252, 254, 258, 261, 262, 265, 266, 275

Сиазанская (Азербайджанская ССР) 24, 137—148, 150—152, 155, 161
Ставропольская (смесь) (Ставропольский край) 280—286, 290, 292, 297, 299, 300, 301, 303, 306, 308, 309, 312—314, 317—319, 321, 322, 324—328, 335
Старогрозненская (Чечено-Ингушская АССР) 192—197, 199, 200, 203, 208, 210, 214, 215, 217, 219, 221, 224, 229, 233, 236, 239, 243, 245, 250, 254, 257, 261, 262, 265, 266, 272
Сураханская масляная (Азербайджанская ССР) 23—25, 27—35, 37—44, 46, 56, 58, 60, 76, 79
Сураханская отборная верхнего отдела (Азербайджанская ССР) 22, 25, 27—35, 37—44, 46, 56, 58, 59, 76, 79, 82

Троицко-Анастасиевская IV горизонта, меотического яруса (Краснодарский край) 339—348, 351, 354—356, 360—364, 368—373, 376, 383, 387, 389, 391—395
Троицко-анастасиевская V горизонта, меотического яруса (Краснодарский край) 339—349, 351, 355, 357, 360—364, 368—370, 372, 373, 376, 378, 383, 384, 387, 389, 391—394
Троицко-анастасиевская VI горизонта, сарматского яруса (Краснодарский край) 339—349, 352, 356, 357, 360—364, 368—370, 372, 373, 376, 379, 383, 384, 388, 389, 391—394, 397

Уличнянская (Украинская ССР) 429—436, 439, 449, 466, 477, 478, 481
Умбакинская (кобыстанская) (Азербайджанская ССР) 24, 137—146, 148, 151, 152, 156—158, 162

Хадыженская (Краснодарский край) 338, 342—348, 350, 352—354, 356, 358, 360—363, 365, 368, 369, 371, 372, 375—377, 381, 383, 386, 388, 390, 391, 393, 394, 403
Хаянкортская верхнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 190, 192—199, 208, 211—213
Хаянкортская нижнемелового отдела (Чечено-Ингушская АССР) 190, 192—199, 203, 208, 214, 215, 217, 219, 221, 224, 229, 230, 232, 236, 239, 243, 245, 250, 254, 256, 260, 262, 263, 265, 266, 271

Шюпаряйская (гаргждайская) (Литовская ССР) 553—572, 574, 576, 578—580, 583

Эльдаровская (Чечено-Ингушская АССР) 192—199, 202, 207, 210, 214, 215, 217, 219, 221, 224, 227, 229, 230, 232, 236, 239, 243, 244, 249, 254—256, 260, 262—264, 266, 269

Южносухокумская (Дагестанская АССР) 165—169, 171—188

НЕФТИ СССР (справочник)

т. III, НЕФТИ КАВКАЗА И ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

Редактор *Н. Н. Базарова*
Технический редактор *В. М. Скитина*
Художник *Ю. М. Сигов*
Корректор *Т. Р. Киприянова*

Т 19403. Сдано в наб. 6/IV 1972 г. Подп. в печ. 13/XI 1972 г.
Формат бумаги 60×90¹/₁₆. Бумага тип. № 3. Усл.-печ. л. 38.5. Уч.-изд. л. 47.93.
Тираж 2 400 экз. Зак. 529. Ц. 2 р. 64 к.

Издательство «Химия». 107076, Москва Б-76, ул. Стромынка, 23, корп. 4.

Типография № 11 Главполиграфпрома Государственного комитета Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, 88, Угрешская, 12.